نظم الحماية الكهربية

علم و فن

2019

أ. د. محمود جيلاني

كلية الهندسة - جامعة القاهرة

www.drgilany.com

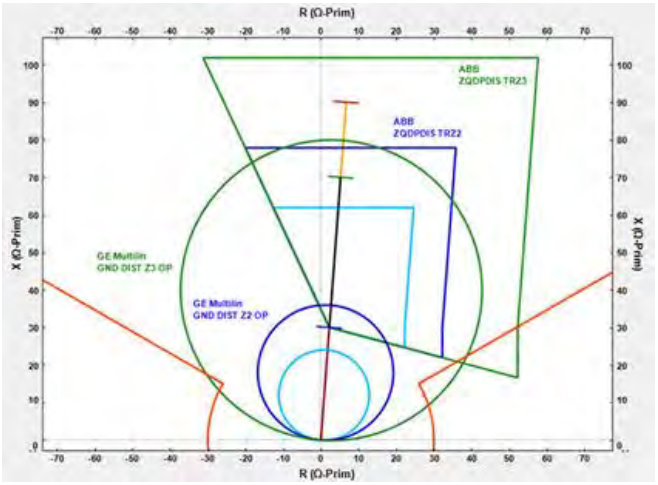
لمتابعة التحديثات و الإستفسارات الخاصة بهذا الكتاب
يرجى متابعة الموقع الخاص بي

www.drgilany.com

نظم الحماية الكهربية

Power System Protection

2019



أ.د. محمـــود جيـــــلانى

الأستاذ بكلية الهندسة –جامعة القاهرة

drgilany@gmail.com

الطبعـــة الثانيـــة

حقوق الطبع محفوظة للمؤلف

www.drgilany.com

بسم الله الرحمن الرحيم

اللهم لك الحمد كله ، ولك الملك كله ، وبيدك الخير كله ، وإليك يرجِع الأمرُ كُلُّه ، اللهم صل على محمد خاتم أنبيائك ورسلك. اللهم إني أبرأ من الثقة إلا بك. ومن الأمل إلا فيك ، ومن التسليم إلا لك ، ومن التفويض إلا إليك ، ومن التوكل إلا عليك ، ومن الرضا إلا عنك ، ومن الطلب إلا منك ، ومن الرجاء إلا فيك ، اللهم تتابع علىَّ برُك ، واتصل خيرُك ، وكَمُلّ عطاؤك ، وعمَّتْ فواضلك ، وتمتْ نوافلك ، فاللهم أحسن ختامنا يا أرحم الراحمين.

www.drgilany.com

المقدمة

مقدمة الطبعة الثانية-2019

يكفي للتدليل على **أهمية وقاية نظم القوى الكهربية** والذى هو موضوع هذا الكتاب أن نقول أنها المنظومة الوحيدة التي تتواجد في جميع مراحل نظم القوى Power System بلا استثناء بدءا من مرحلة التوليد مرورا بالنقل والتوزيع ، وانتهاء بالأحمال، كما يتداخل عمل مهندس الوقاية مع جميع مهندسي الشبكة بلا استثناء، بدءا من مهندسي التصميم وانتهاء بمهندسي التشغيل والصيانة، فجميعهم يرجعون لمهندس الوقاية وينسقون معه ، ومن ثم يعتبر مهندس الوقاية من أهم مهندسي الشبكة إن لم يكن أهمهم على الإطلاق.

المهندس الأهم!

يعتبر مهندس الوقاية أهم عنصر في إدارة الشبكة الكهربية، وهو الأصعب في إعداده إعدادا علميا سليما. وذلك لأن مهندس الوقاية الناجح المميز لابد أن يكون على معرفة تامة بكل مما يلي:

1- معدات الشبكة (Power System Equipment)
2- مبادئ الـ Power System Operation
3- مبادئ الـ Power System Planning
4- مبادئ الـ Power System Analysis
5- قدرة على قراءة كل الـ Drawings الكهربية
6- معرفة تامة بقراءة وتحليل Digital Fault Record DFR
7- فهم تام لمبادئ الـ Symmetrical Components
8- معرفة بالتطورات في مجال الـ Relying Technology
9- معرفة بمبادئ الـ Communication Technology
10- مهارة في التعامل مع برامج الـ Simulation وبرامج الحسابات الخاصة بالوقاية.

www.drgilany.com

دراسة الوقاية

تعتبر دراسة الموضوعات المتعلقة بحماية الشبكات الكهربية من أمتع الموضوعات بين كافة دراسات القوى الكهربية، فهى بحق الأكثر أهمية، والأكثر شمولية، والأكثر إثارة فى نفس الوقت.

فأما كونها الأكثر أهمية، فلأن أى خطأ فى منظومة الحماية يمكن – إذا لم يكتشف بالسرعة الكافية – أن يؤدى إلى دمار لأجزاء كبيرة من المنظومة، في حين أن أى خطأ فى بقية منظومات القوى الكهربية الأخرى يمكن تداركه إذا كان نظام الحماية محكماً، ومن هنا نقول إنها الأكثر أهمية.

وأما كونها الأكثر شمولية، فلأن أى دارس لموضوعات القوى الكهربية يحتاج إلى معرفة شاملة بدرجات متفاوتة بكافة الفروع الأخرى فى منظومة القوى الكهربية، فأنت حين تدرس مثلاً وقاية المولدات الكهربية فإنه يلزمك حتماً دراسة المولدات الكهربية وخصائصها من المراجع الخاصة بالآلات الكهربية، وهكذا عند دراسة بقية عناصر الشبكة. ومن هنا نقول إن موضوعات الوقاية هى الأكثر شمولية.

وأما كونها الأكثر إثارة، فلأن الأعطال التى تحدث بمنظومة القوى الكهربية كثيرة ومتنوعة ومتغيرة فى نفس الوقت فلكل عطل ظروفه. ومن ثم يجد مهندس الوقاية نفسه دائماً أمام أحداث جديدة شبه يومية، وعلى مهندس الوقاية أن يُعمل فكره وعلمه وخبرته دائماً لتحليل هذه المشكلات المتجددة، فأمامه كل يوم شئ جديد خلافاً لكثير من الفروع الأخرى التى تتكرر فيها الحوادث بعد فترة وتصبح أموراً روتينية بلا متعة.

ومن هنا فإن موضوعات الوقاية كما قلنا هى الأكثر أهمية والأكثر شمولية والأكثر إثارة ومتعة بين كافة دراسات القوى الكهربية.

النسخة الجديدة من هذا الكتاب (2019)

أهم الاختلافات بين النسخة الأصلية للكتاب (2007) وبين هذه النسخة (2019):

1- تغير رأيي في إدراج المسائل المحلولة، ووجدت أنها فعلا مفيدة في توضيح الموضوع، فزاد عدد المسائل المحلولة في هذه النسخة بشكل ملفت.
2- التوسع في الحديث عن أجهزة الوقاية الرقمية وليس فقط على الأجهزة التقليدية، وذلك من خلال إدراج أمثلة محلولة تطبيقا على هذه النوعية من أجهزة الوقاية. لكنى ما زلت أرى أن المكتبة العربية تحتاج لكتاب خاص بالوقاية الرقمية وليس مجرد أمثلة محلولة كما في هذا الكتاب.
3- زاد عمق الدراسة ولم يتوقف عند الأساسيات، والتفاصيل زادت نسبيا في الشرح.

4- كثرة الأشكال والصور التوضيحية، وهذه سيلاحظها كل من قرأ النسخة القديمة. فقد زودت الكتاب بمجموعة جديدة مميزة من الصور لكافة العناصر والحالات التحليلية التى نتحدث عنها قدر الإمكان، حتى يعيش القارئ فى الجو الحقيقي للموضوع.

لماذا هذا الكتاب؟

هذا الكتاب محاولة لإيجاد مرجع باللغة العربية بحيث تتحقق فيه السمات الثلاثة السابق ذكرها لموضوعات الوقاية: الأهمية، والشمولية والإثارة العقلية وذلك لخدمة المهندس العربي. وسيجد القارئ الحدود الدنيا المطلوبة لفهم متطلبات الوقاية معروضة بصورة مبسطة ومختصرة فى كل فصل من فصول الكتاب، ويقدم أيضا نماذج لمشكلات عملية وواقعية كثيرة خلال الفصول.

والكتاب يقدم أسلوبا جديدا فى عرض المعلومات لا يسلك فيه المسلك الأكاديمي المعتمد على المعادلات الرياضية والتحليلات المعقدة، والأمثلة المحلولة الذى اعتادت أن تكتفى به المراجع المماثلة، لكنه يقدم معلومات قيمة من واقع الشبكات الكهربية، ويسلك مسلكا يعتمد على الفهم والمنطق فى الشرح.

لمن هذا الكتاب؟

هذا الكتاب كتب أساساً لطلاب السنوات النهائية فى أقسام الكهرباء، وكذلك للمهندسين عامة و لمهندسي الكهرباء على وجه أخص، بحكم أنهم الأكثر تعاملا مع الشبكات الكهربية، لكن.. ونظراً لأهمية الموضوع فقد روعي في أسلوب كتابته أن يكون مبسطاً، إلى درجة أن أجزاء كبيرة منه تناسب القارئ العادى حتى غير المهندسين منهم. كما أن كتابته باللغة العربية جعلته أيضا مناسباً لقطاع عريض من الفنيين المتخصصين الباحثين عن فهم أساسيات ما يقومون به دون معوق من لغة أو تعقيد في الشرح. ولاشك أن الكتاب يمكن أن يستعين به طلاب الجامعات والمعاهد للفهم الشامل لموضوع الوقاية ولن يجدوا مشكلة فى التعامل مع لغة الكتاب لأنها ببساطة هى اللغة التى يسمعونها فى المحاضرات.

لغة الكتاب

لغة هذا الكتاب هى العربية، ولذا فقد فكرت فى البداية أن استخدام اللغة العربية فقط فى الكتابة، ولكنى استبعدت هذا الاختيار نظرا للتجارب السابقة فى هذا المجال، والتى يكاد المرء يحتاج عند قراءتها إلى قواميس لفهم بعض المصطلحات المقدمة باللغة العربية، حتى صارت لغة الكتاب العربي أصعب من لغة المراجع الأجنبية!!!!. ولذا فلابد من الأخذ بالمصطلحات باللغة الإنجليزية والتى صار أغلب المهندسين على علم جيد بها، ربما أكثر بكثير من المرادفات العربية.

و قد كان أمامى أكثر من طريقة لدمج اللغتين معاً: ففكرت أولا أن أكتب المصطلح باللغة العربية وبين قوسين ترجمته وذلك فى كل صفحات الكتاب. ولكن وجدت أن ذلك سيكون فيه نوع من التكرار. ثم استقر بى الأمر أن أستخدم الترجمة العربية فقط فى مواضع قليلة من الكتاب، على أن يتم ذكر المصطلح باللغة الإنجليزية وبدون ترجمة فى أغلب صفحات الكتاب، و لا يخفى على أحد أن هذه الطريقة هى الطريقة المستخدمة فى كافة جامعاتنا: فالكتاب الجامعى مكتوب باللغة الإنجليزية، والأستاذ يشرح كل شيء باللغة العربية عدا المصطلحات، وهو الأسلوب الذى اتبعته هنا.

فمثلاً سيجد القارئ أن كلمة Overcurrent Relay تكتب ضمن السياق بدون ترجمة كأن نقول مثلا: "ونستخدم فى هذه الحالة Overcurrent Relay لأنه الأفضل فى اكتشاف هذه النوعية من الأعطال... "، هكذا بدون ترجمة، حيث من المؤكد أن هذه المصطلحات معلومة للجميع. وسيجد القارئ أن هذا أسهل فى القراءة بدلاً من تكرار الترجمة العربية خاصة أن الترجمة قد تكون طويلة. وتجدر الإشارة إلى أن هذا الأسلوب هو ما أوصت به المؤتمرات الحديثة التى عقدت لتقييم تجارب تعريب المناهج العلمية فى الدولة العربية.

فالكتاب فى مجمله يحاول أن يجعل المهندس العربى على دراية تامة بأسس الوقاية المتبعة فى حماية عناصر الشبكة الكهربية، بما تضمه من المولدات، والمحولات، و قضبان التوزيع، و خطوط النقل، إلخ.

وقد أضفت لقائمة المراجع العامة الموجودة فى نهاية الكتاب قوائم أخرى لبعض المراجع التى تمثل بحوثا مميزة للمؤلف كان قد نشرها فى الدوريات العلمية والمؤتمرات العالمية، لمن يريد أن يستزيد.

النسخة الورقية من الكتاب:

هذا هو الكتاب الوحيد الذى طبع ورقيا في نسخته الأولى سنة 2007 ، أما هذه النسخة المطورة فأحسبها كتاب جديد يختلف تماما عن نسخة 2007 ، وللأسف لا توجد من هذه النسخة الجديدة نسخة مطبوعة ورقيا حتى الآن ، فقد وجدت طريقين للطباعة : الأول مكتبات تعرض سعرا معقولا لكن مستوى ردئ للطباعة سيفقد الكتاب قيمته ، أما الطريق الثاني فهى طباعة جيدة لكن بسعر مرتفع خاصة أن الكتاب ملئ بالصور الملونة ومن ثم حتى تكون النسخة الورقية تليق به لابد أن تطبع بالألوان ، وفى هذه الحالة سيكون الكتاب الورقى غير متاح سوى للقادرين ، وهذا ما لا أقبله ، ومن هنا سيظل الكتاب متاحا على النت للجميع ، ومن أراد أن يطبع لنفسه نسخة ورقية فليفعل بالمستوى الذى يرضاه لنفسه. مع الإشارة إلى وجود بعض المكتبات للأسف تطبع الكتاب دون موافقة منى ودون مراجعة منى وهذا ما لا يليق بالمكتبات المحترمة.

هذا الكتاب

وقفٌ لِلّٰه تعالى

قال رسول الله صلى الله عليه وسلم

"إذا مات ابن آدم انقطع عمله إلا من ثلاث: صدقة جارية، أو علم ينتفع به، أو ولد صالح يدعو له" .....

و المؤلف يأمل أن يكون هذا الكتاب بحق: "صدقة جارية ، وعلم ينتفع به ، وأن يرزقنا دعاء الصالحين

أ.د. محمود جيلاني

زهراء المعادى – مايو 2019

للتواصل مع المؤلف: drgilany@gmail.com

شكر وتقدير

بالإضافة للزملاء الذين ساهموا في مراجعة النسخة الأصلية للكتاب في سنة 2007، أود أن أضيف إليهم بعض الزملاء الآخرين الذين استفد من مجهودهم في مراجعة هذه الطبعة الجديدة، أو استفدت من المادة العلمية التي زودوني بها، لا سيما ما يخص الواقع العملى.

وعلى رأس هؤلاء الأستاذ الدكتور عصام أبو الذهب والأستاذة الدكتورة دعاء خليل من هندسة القاهرة، وقد راجعوا جميع فصول الكتاب في نسختيه القديمة والحديثة.

أيضا زميلى أ.د. تامر كوادى (هندسة المنوفية) وقد استفدت كثيرا من مراجعته للفصل الرابع.

ومن الزملاء المهندسين في محطات الكهرباء الذين أثروا الكتاب بملاحظات عملية: م. أحمد عبد الرحمن (غرب القاهرة) ، و م. أحمد السيد حسن (توليد الإسكندرية).

وكل الشكر لطلاب هندسة القاهرة ولكل من ساهم بالتعليق أو بالتصحيح أو بالإضافة لهذا الكتاب.

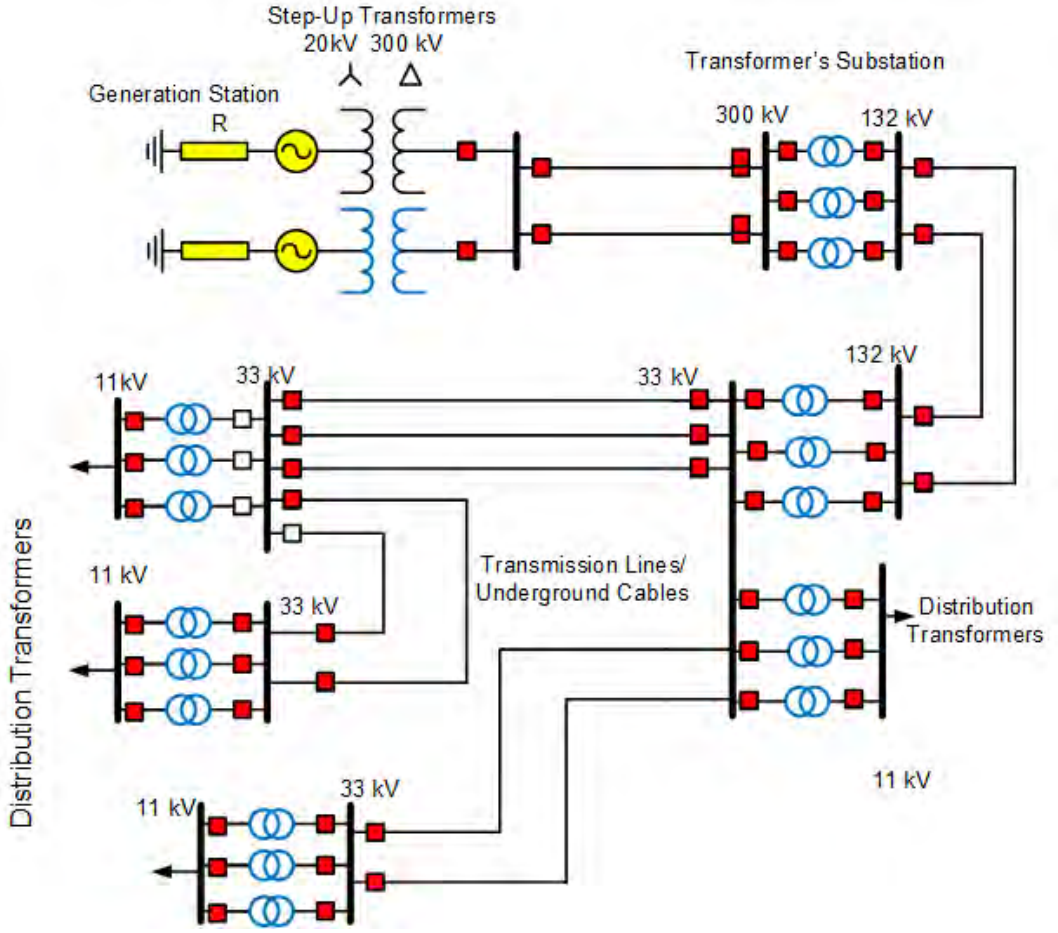
1 الفصل الأول

أساسيات وقاية نظم القوى الكهربية

منظومة القوى الكهربية كما تبدو فى الشكل 1-1 تبدأ من المولد الذى ينتج الكهرباء، وهو عادة يكون من النوع المتزامن Synchronous Generator، مرورا بالمحول Transformer الذى يرفع قيمة جهد التوليد إلى قيمة عالية بغرض خفض قيمة التيار ومن ثم خفض الفقد فى القدرة المنقولة من مكان لآخر (حيث $P_{loss}=I^2R$)، ثم يلى ذلك خطوط نقل القدرة، وهى غالباً أما تكون محمولة على أبراج عالية (Overhead Transmission Lines)، أو فى صورة كابلات كهربية مدفونة فى الأرض (Underground Cables) لا سيما داخل المدن، ثم تنتهى خطوط النقل بمجموعة من محولات التوزيع Distribution Transformers التى تخفض الجهد إلى قيم مختلفة لتوزيعه على المستهلكين فى المناطق الصناعية (جهد متوسط)، والمناطق السكانية (جهد منخفض) من خلال شبكة من الكابلات، تنتهى بمجموعات متنوعة من اللوحات الكهربية Distribution Boards. ويتم ربط عناصر المنظومة ببعضها من خلال ما يسمى بقضبان التوزيع Bus Bars، والتى تظهر كخط سميك فى الشكل 1-1، وهذه القضبان يركب عليها عدد من خلايا الدخول وخلايا الخروج.

ومنظومة القوى الكهربية معرضة للأسف لأنواع كثيرة من الأعطال، وذلك لأسباب قد تكون داخلية تتعلق بتصميم عناصرها وتحملها لقيم محددة للتيار والجهد، أو تكون لأسباب خارجية نتيجة العوامل البيئية المؤثرة على الأجزاء الخارجية من هذه المنظومة. هذه الأعطال قد تؤثر بالسلب على تشغيل الشبكة وتؤثر أيضا على منظومة الأمان سواء للمعدات التي قد تتعرض للتدمير إن لم يتم إزالة العطل بسرعة، أو للأفراد الذين يمكن أن يصابوا بإصابات جسيمة قد تصل للوفاة نتيجة أعطال المعدات وانفجار بعضها. ودور منظومة الحماية هو تجنب المشاكل الناتجة عن هذه الأعطال لحماية المعدات والأفراد جميعا، وكذلك لضمان استمرارية التشغيل وتقليل أزمنة فصل الكهرباء إلى أقل زمن ممكن.

www.drgilany.com



الشكل 1-1 منظومة القوى الكهربية

وسنعرض فى هذا الفصل للموضوعات التالية:

- أسباب وأنواع الأعطال فى منظومة القوى الكهربية.
- عناصر منظومة الوقاية، و كذلك أشهر الإشارات Relaying Signals التى تستخدمها أجهزة الوقاية لاكتشاف هذه الأعطال، وأسماء أشهر أنواع أجهزة الوقاية Protective Relays.
- أشهر أنواع قواطع الدائرة الكهربية Circuit Breakers، والعلاقة بينها وبين أجهزة الوقاية.
- أنواع منظومات الوقاية . ومجالات تطبيقها وأنواع أجهزة الـ Relays المستخدمة في كل تطبيق Application.
- أهم المفاهيم الأساسية فى منظومة الوقاية التى يلزم لمهندس الكهرباء عموما ومهندس الوقاية خصوصا أن يكون ملما بها إلماما تاما.
- أهم المتطلبات التى تراعى عند اختيار أجهزة الوقاية بصفة عامة.

- أشهر طرق تصنيع أجهزة الوقاية بدءا من الإلكتروميكانيكية وحتى الأجهزة الرقمية الحديثة.

1-1 أعطال منظومة القوى

في هذا الجزء نتعرف على أسباب حدوث الأعطال، ثم تصنيفات الأعطال.

1-1-1 أسباب الأعطال

الأعطال فى منظومة القوى الكهربية هى كل ما يسبب تغيير غير طبيعى فى قيم التيار أو الجهد. وأكثر ما يسبب ذلك عموماً هو حدوث انهيار فى العزل الموجود على الموصلات بسبب ضغوط ميكانيكية أو كهربية، إما بسبب تقادم المعدات، أو ربما نتيجة ظروف جوية (برق، رياح شديدة)، أو بسبب عوامل خارجية (حرائق، سقوط أشجار ضخمة، حوادث طرق، أو حوادث حفر واصطدام بالكابلات المدفونة)، إلخ.

وقد يكون سبب العطل هو تشغيل خاطئ Wrong operation (على سبيل المثال حين يغلق الـ Operator الخط بينما لايزال مفتاح الـ Earthing Switch في وضع توصيل)، كما قد يكون العطل نتيجة Open Circuit بسبب كسر فى أحد موصلات الدائرة مثلا، و قد يكون العطل أيضا نتيجة تحميل زائد Overload.

والواقع أن هناك العديد من الأسباب التى تؤدى إلى حدوث انهيار لقيم العزل الأساسية بين خط والأرض، أو بين خطين، ومن ثم تحدث تغيراً غير طبيعى فى قيم التيار أو الجهد أو كلاهما.

فأما الزيادة في التيار فستسبب ارتفاعاً في درجة حرارة المعدات نتيجة الطاقة المقدرة بـ (I^2 R t) وربما تصل إلى حدوث حريق إذا لم تفصل في الزمن المحدد. وأما الزيادة في الجهد فستسبب انهيار العزل للمعدات وبالتالي حدوث Short Circuit.

1-1-2 تصنيف الأعطال

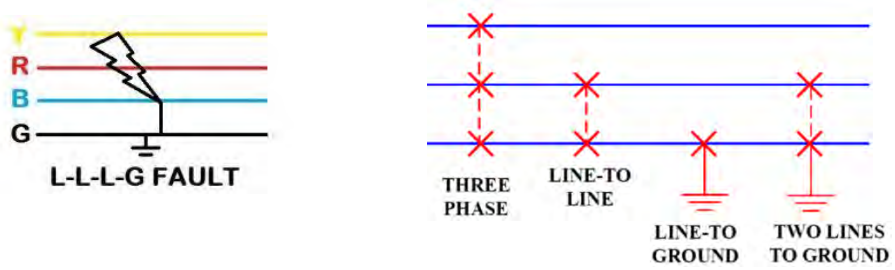
تصنف الأعطال بطرق مختلفة، على سبيل المثال:

قد تصنف طبقاً لعدد الأوجه Phases المتأثرة بالعطل، فربما يكون العطل:

- Single Line-to-Ground Fault.
- Double Line-to-Ground Fault.
- Line-to-Line Fault.
- Three-Phase Fault.
- Three Lines-to-Ground Fault

www.drgilany.com

والشكل 1-2 التالي يعبر عن الحالات السابقة



شكل 1-2

<u>كما قد تصنف طبقا لدرجة التشابه بين الـPhases</u>، فمثلا الأنواع الثلاثة الأول السابقة تسمى أعطالا غير متماثلة Unsymmetrical Faults لأن قيم التيار والجهد تختلفان من Phase لآخر، أما النوع الرابع و الخامس فيسمى عطلا متماثلا Symmetrical Fault لأن قيم الجهود و التيارات فى جميع الـPhases متساوية.

<u>و قد تصنف الأعطال باعتبارها Earth Faults أوPhase Faults</u> ، ففى النوع الأول وهو EF تكون الأرض جزءا من دائرة العطل المغلقة، بينما فى النوع الثانى وهو Phase Faults فإن الأرض ليست جزءا من دائرة العطل المغلقة.

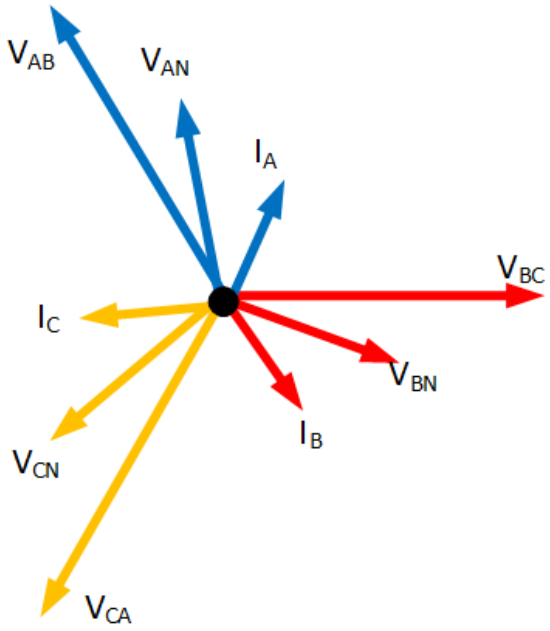
<u>ويمكن تصنيف الأعطال أيضا طبقاً للفترة الزمنية التى يستغرقها العطل</u>، فهناك أعطـــــال دائمة Permanent Faults، وأخرى لحظية Transient Faults، فالأولى قد تكون نتيجة خط هوائى سقط على الأرض مثلا، وبالتالي فهو دائم (لحين إزالة العطل). بينما الثانية قد تكون نتيجة تلامس فرع شجرة مثلاً مع الخط فى يوم عاصف لبرهة ثم يرجع الوضع كما كان. وهناك تصنيفات أخرى للأعطال سنعرض لها لاحقا فى هذا الفصل.

2-1 سمات الأعطال FAULT CHARACTERISTICS

يعتبر دراسة الـ Fault Characteristics أو ما يسمى بسمات الأعطال من أهم الدراسات الممهدة لدراسة وقاية نظم القوى، فعلى مهندس الوقاية أن يعرف بالضبط نوع التغيرات التي ستطرأ على الإشارات Relaying Signals المختلفة بالشبكة عقب حدوث العطل، فعند حدوث عطل بالدائرة فإنه يمكن اكتشاف حدوث ذلك من خلال تتبع التغير الذى يحدث أما في قيم الـ magnitude الخاصة بالجهد أو التيار (أو كلاهما) أو التغير في الـ Phase angles بينهما.

1-2-1 قراءة الـ Phasor Diagram

ولدراسة متعمقة أكثر عن الـ Fault Characteristics يمكن تتبع التغيرات المختلفة في قيم الجهد والتيار وزوايا كل إشارة منهما من خلال دراسة ما يعرف بالـ Phasor diagram. والشكل 1-3 يمثل الـــــــ Phasor diagram لـ three-phase system في الظروف الطبيعية.



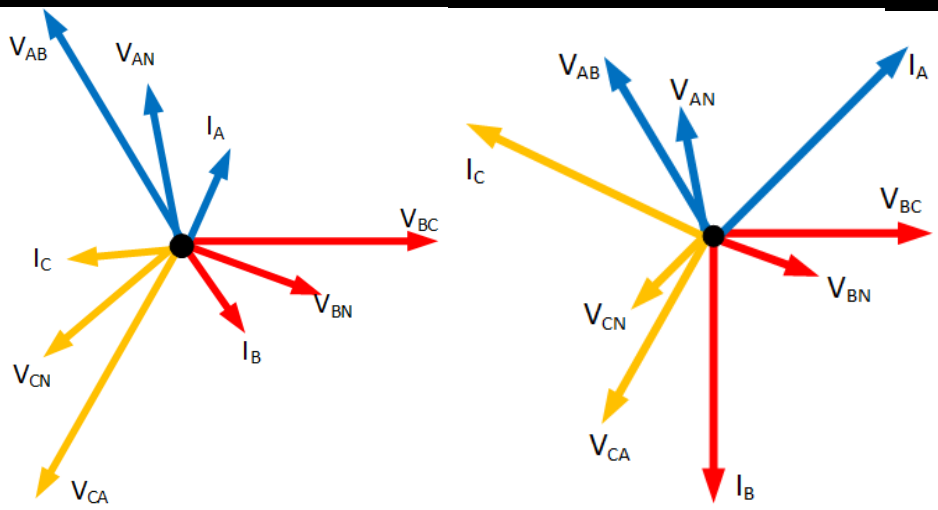
شكل 1-3 Phasors in Normal Condition CCW

لاحظ أن التيار في كل phase متأخر عن Phase voltage بزاوية حسب قيمة الـ power factor الخاص بالحمل، وأن الـ Phase Voltage متأخر عن الـ Line voltage بزاوية قدرها 30 درجة.

1- عند حدوث 3-Phase to Ground Fault

هذا النوع (ومثله أيضا الـ 3-phase fault) يعتبران Symmetrical Fault، بمعنى أن التغيرات متشابهة في الـ Phases الثلاثة. وفي هذه الحالة سيتحول الـ phasor diagram في الجزء الأيسر من الشـــكل 1-4 ، ليصبح كما في الجزء الأيمن من الشكل، حيث الجزء الأيسر في هذا الشكل وفي الأشكال التالية يمثل دائما الوضع الطبيعي لسهولة المقارنة):

www.drgilany.com



شكل 1–4 عطل من النوع 3LG

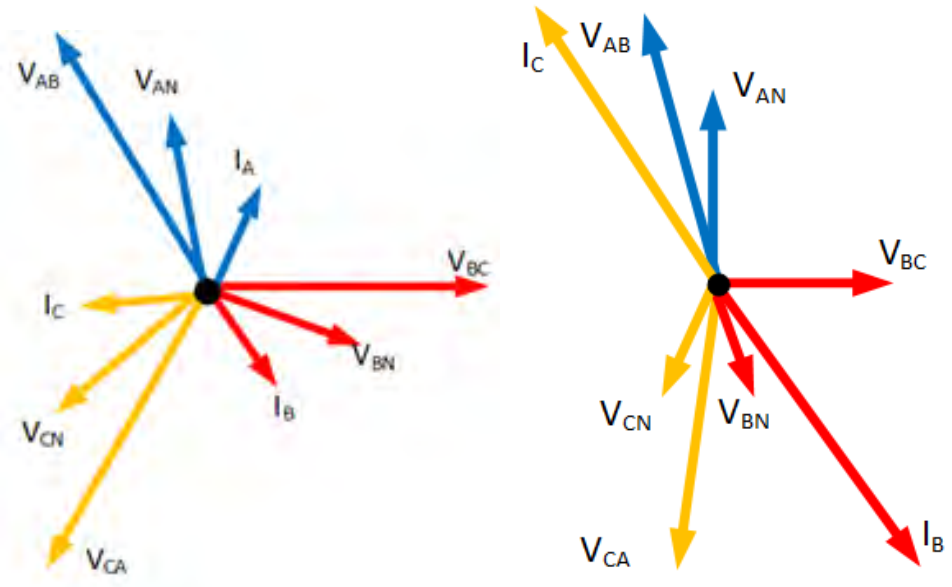
في هذه الحالة يرتفع التيار بنفس القيمة في كل الـ Phases، وينخفض الجهد بنفس القيمة في كل Phases (وكذلك الـ Line voltages كلها وإن كان لا تزال تحافظ على الزاوية بينها وبين الـ Phase Voltage دون تغيير)، لكن لاحظ أن قيمة الزاوية بين الجهد والتيار قد ارتفعت إلى حوالى 60 درجة وهى تقريبا رقم شبه ثابت في خطوط الجهد العالى، فكل خط له زاوية تمثل العلاقة بين X and R لهذا الخط. وفى الجهود العالية جدا قد تصل الزاوية فيها إلى 80 درجة، بينما في خطوط الجهد المتوسط تصل الزاوية إلى حوالى 40–50 درجة. (تذكر أن $\phi = \tan^{-1}\frac{X_{Line}}{R_{Line}}$) وهذا التغير سببه أن العطل قد ألغى معاوقة الحمل (أصبح هناك short عليها)، فلم يتبق سوى معاوقة الخط التي زاويتها ثابتة وتساوى تقريبا 60 درجة. وباستثناء هذا التغير في قيمة زاوية التيار لا توجد تغيرات جوهرية في علاقات الزوايا ببعضها بل حافظ النظام على بقية الـ Phase relations، فلا تزال توجد 120 درجة بين الـ Phases. وهذا سيجعل حسابات هذا النوع من الأعطال بسيطة لأننا سنتعامل مع Phase واحد فقط.

2– في حالة حدوث Phase-to-Phase Fault

الشكل 1–5 يمثل علاقات الجهد والتيار في الأوجه الثلاثة عند حدوث هذا النوع من الأعطال (يفترض أنه B-C Fault).

الملاحظ هنا حدوث تغيرات جوهرية في الـ Phase relations، وهنا تكمن أهمية دراسة هذا الجزء في التعرف على خصائص الأعطال. فهناك زيادة كبيرة في قيمة تيارى الـ two faulty phases I_B and I_C، وهناك انخفاض في قيمتى V_{CN} and V_{BN} وهما الـ two faulty phases.

لاحظ الزاوية بين هذه الجهدين قد أصبحت أقل من 120 درجة على عكس الوضع الطبيعي، وهذا أثر على زوايا V_{CN} and V_{BN} وأصبحت الزاوية بينهما لا تساوى 120 درجة كما كان يفترض، كما حدث انخفاض في قيمة V_{BC} وهذا متوقع. كما أن تيارى الـ Two faulty Phases أصبح بينهما 180 درجة Phase shift. وبصفة عامة هذا النوع من الأعطال سبب تشوه كبير في علاقات الجهد والتيار لأنه عطل غير متماثل Unsymmetrical Fault.



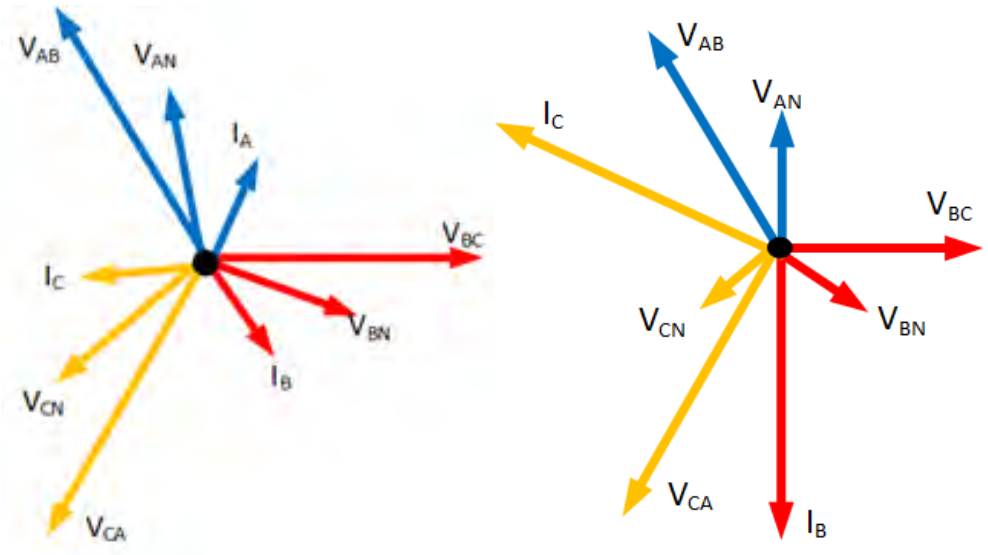
شكل 1-5 L-L Fault

من هنا فإن حساب قيم التيارات والجهود لا يمكن أن يستخدم فيها نفس قوانين الدوائر العادية بسبب عدم وجود تماثل بين الـ Phases، ومن ثم سنحتاج لاحقا لطريقة جديدة لحساب قيم التيارات والجهود في هذه الدوائر وهى طريقة الـ Symmetrical Components المشروحة تفصيلا في الملحق الثانى.

www.drgilany.com

3- في حالة حدوث Double Line-to-Ground Fault

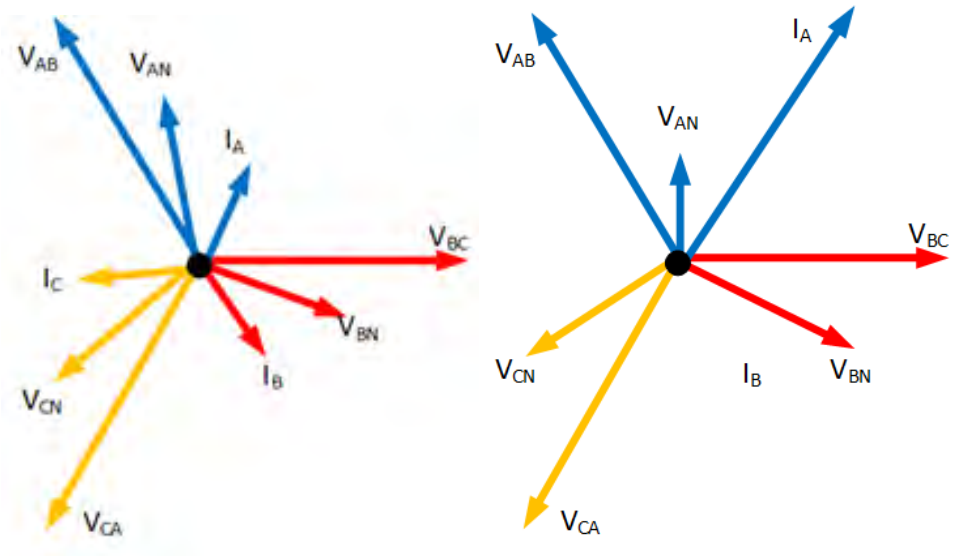
في هذه الحالة يصبح الـ Phasor diagram كما في الشكل 1-6. وأحد الفروق الجوهرية عن العطل السابق أن الزاوية بين V_{BN} and V_{CN} قد حافظت على قيمتها الطبيعية وهى 120 درجة، كما أن الزاوية التي يتأخر بها التيار I_B and I_C عن الجهد المناظر لكل منهما قد أصبحت في حدود الـ 60 درجة كما في الـ Symmetrical Fault.



شكل 1-6 2LG Fault

4- في حالة حدوث Single Line-to-Ground (SLG) Fault

بفرض العطل كان A-G fault، فهنا سيصبح الـ Phasor diagram كما في الشكل 1-7.



شكل 1-7

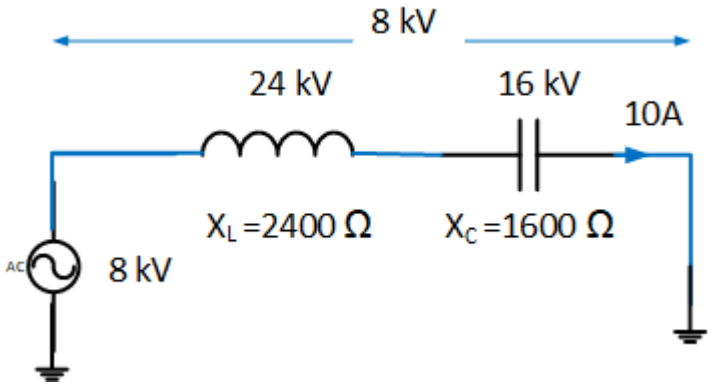
1-2-2 تأثير حدوث Open-Circuit

كل الأمثلة السابقة افترضت حدوث نوع من أنواع الـ Short circuit، لكن قد يحدث أيضا نوع آخر من الأعطال بالشبكات وهو حدوث Open circuit، على سبيل المثال إذا حدث احتراق لفيوز من أحد الـ Phases فستظل الخطوط معلقة دون تلامس مع الأرض لكن الخط قد أصبح مفتوحا. وقد يبدو في الظاهر أن هذا النوع من الأعطال غير مضر ولا مؤثر، فلا يوجد تيار مرتفع يمر كما في حـــــــــالات الـ Short Circuit لكن الواقع أنه رغم عدم وجود ارتفاع في التيار لكن سيحدث ارتفاع كبير في الجهد كما في المثال التالي.

مثال 1-1

في الدائرة البسيطة في الشكل 1-8 إذا تواجد Inductance and Capacitance معا فإنه رغم أن جهد المصدر هو 8 kV، إلا أن الجهد على عنصري الدائرة كان 16 kV and 24 kV كما في المعادلات التالية:

www.drgilany.com



شكل 1-8

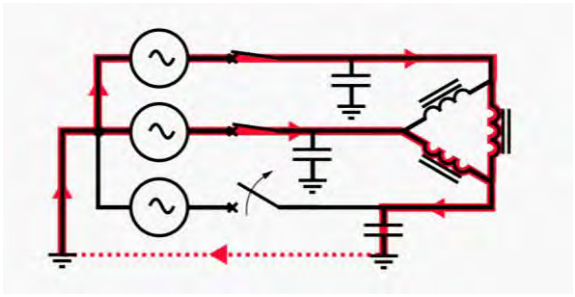
$Z = J2400 - J1600 = \text{J}800\Omega$

$I = \frac{8000V}{800\Omega} = 10A$

Voltage across X_L = 10A × 2400Ω = 24 kV

Voltage across X_C = 10A × 1600Ω = 16 kV

بالمثل، ففي خطوط النقل يظهر عنصر الـ Capacitance في الدائـــــرة نتيجة وجود سعة شـــــاردة Stray Capacitance بين الخط والأرض نتيجة فرق الجهد بينهما كما في الشكل 1-9، ولذا فالدائرة السابقة في الشكل 1-8 تشبه ما يحدث في نظم القوى الكهربية.



شكل 1-9

فعند انفجار فيوز أحد الفـــــــازات الثلاثة كما في الشكل يعود التيار للمصـــــــــــدر من خلال الـ Stray Capacitance التابعة لـ Open Phase كما في الشكل 1-9، ويصبـــــــــح لدينا

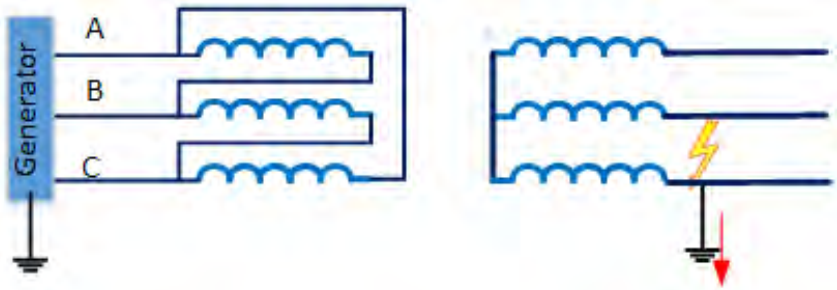
Inductance and Capacitance على التوالي تماما كما في الشكل 1-8، ويحدث ارتفاع للجهد على كليهما بأضعاف قيمة الجهد في المصدر مما قد يتسبب في انهيار العوازل للخط أو للمحول.

1-2-3 تأثير الـ System Grounding على مسار تيار العطل

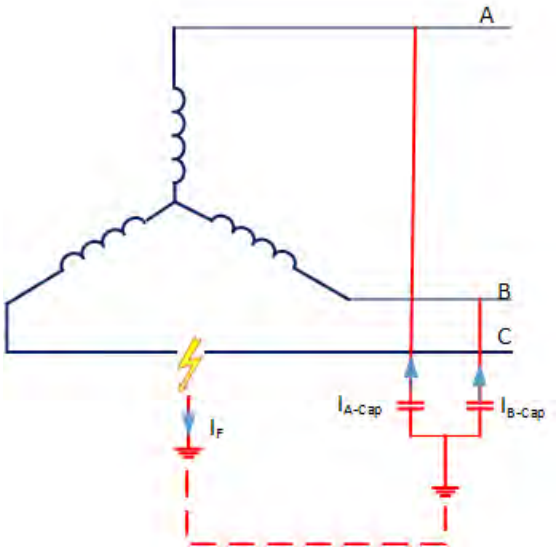
من ضمن المهارات اللازمة أيضا لمهندس الوقاية أن يكون خبيرا بمعرفة المسارات التي سيسلكها التيار عند حدوث العطل، وأهم عنصر يؤثر على هذا المسار هو أسلوب التأريض المتبع في الشبكة. وفى هذا الجزء سنتعرف على بعض الأمثلة لتأثير الـ System Grounding على مسار تيار العطل.

ففي المثال الأول نفترض حدوث عطل على Star-side للمحـــول الغير مؤرض كما في الشكل 1-10. في هذه الحـــــــــالة لن يكون هناك مسار لتيار العطل حتى يمر فيه سوى من خـــــلال الـ stray Capacitance الموجودة في جهة الـ Star (كما في الجزء السفلى من الشكل 1-10) أما ناحية الدلتا فلن تتأثر بشيء بسبب عدم وجود تأريض لنقطة التعادل. وبالتالي لن تحدث زيادة في التيار لا عند المولد ولا خلال خط النقل.

لاحظ أن المحول يمثل نقطة عزل بين جانبين، وبالتالي لا يمكن لتيار العطل أن يرجع من خلال نقطة تأريض المولد، لأنه لو حدث فلن يستطيع أن يعود مرة أخرى لنقطة العطل ويكمل الدائرة لأن الدائرة ستظل مفتوحة بسبب وجود المحول. لاحظ أنه لم يمر أي تيار في الفازات الثلاثة جهة الـ Star لأن نقطة الـ Neutral فيها غير مؤرضة، ومن ثم لم يظهر أي أثر للعطل جهة الدلتا أيضا على عكس الحالة التالية.

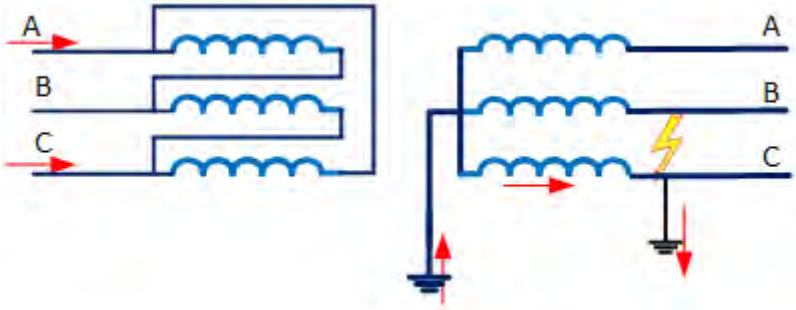


www.drgilany.com



شكل 1-10

في المثال التالي سنفترض أن الـ Star -side مؤرضة كما في الشكل 1-11.



شكل 1-11

لاحظ أن العطل في الـ Star-side كان من النوع SLG، لكنه ظهر في الـ Delta-Side للمحول وكأنه عطل نوعه Phase-to-Phase (أي سيحدث ارتفاع في قيمة التيار في two phases وليس في phase واحد).

لاحظ أنه لو كان العطل phase to phase في ناحية الـ Star فسيظهر وكأنه three-phase fault في ناحية الدلتا، لأن التيار سيرتفع في الفازات الثلاثة. والسبب في ذلك أن كل ملف في جهة الـ Star متصل بخط واحد، لكن الملف المكافئ له جهة الـ Delta متصل بـ خطين، وهذا هو

السبب في تأثر خطين في جهة الدلتا نتيجة عطل جهة الـ Star. والخلاصة، أن أسلوب منظومة التأريض يؤثر بشدة على مسارات تيارات الأعطال.

ملحوظة هامة: عند التعامل مع الأعطال الغير متماثلة Unsymmetrical Faults يجب استخدام مبادئ الـ Symmetrical Components المشروحة في الملحق الثانى بهذا الكتاب. وهناك شرح تطبيقى لها أيضا بالفصل الرابع من هذا الكتاب (جزء 4-2) لمن أراد العرض المختصر لهذه الطريقة.

3-1 مبادئ وأساسيات منظومة الوقاية

في هذا الجزء سنتعرض للعديد من المبادئ الأساسية التي يجب أن يلم بها مهندس الوقاية ومنها:

1-3-1 وظيفة منظومة الوقاية

نشير هنا أولا إلى أن وظيفة منظومة الوقاية ليست منع حدوث العطل، فذلك شبه مستحيل، لأن الكثير من الأعطال أسبابها قد تكون خارجية لا قدرة لأجهزة الوقاية على منعها، لكن دور منظومة الوقاية هو سرعة فصل الأعطال بدقة. وبتفصيل أكثر نقول أن دور منظومة الوقاية هو:

- اكتشاف الأعطال وتحديد مدى خطورتها ومكانها، ومن ثم إرسال إشـــارة فصـــل Trip Signal للقواطع الكهربية Circuit Breaker المطلوب فتحها، أو إشـــارة منع Block Signal للقواطع المطلوب منعها من التشغيل، وذلك كله يتم بواسطة جهاز الوقاية Protective Relay.
- تحديد العناصر المتأثرة بالعطل حتى يتم فصلها بواسطة الـ CB، وذلك لضمان استمرارية التيار في الدوائر الأخرى التي ليس بها عطل.

وقد تبدو وظيفة منظومة الوقاية سهلة، فعند زيادة التيار سترسل إشارة إلى القاطع لفصل الدائرة!!. لكن الواقع أعقد من ذلك بكثير، فليس كل زيادة في التيار ناتجة عن وجود عطل فهناك حالات تشغيل كثيرة ينتج عنها زيادة ضخمة في التيار ومع ذلك لا تصنف على أنها أعطال، مثل تيار الـ Inrush Currents في المحولات الذى يظهر في بداية تشغيل المحول، وقد يصل إلى 5-7 أمثال التيار الطبيعي. وكذلك تيار شحن المكثفات الذى يرتفع بشدة أيضا عند بداية التشغيل.

كل هذه الأمثلة تؤكد أن وظيفة منظومة الوقاية ليست بالبساطة التي يظنها البعض، فعلى المنظومة أن تميز بين تيار مرتفع نتيجة عطل حقيقى وتيار بنفس القيمة تقريبا لكن نتيجة ظروف طبيعية، ففي الحالة الأولى

www.drgilany.com

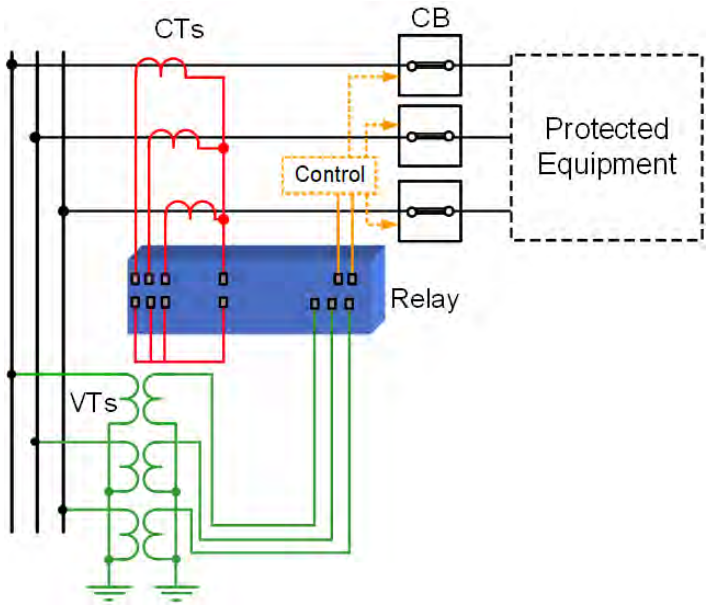
مطلوب من المنظومة الفصل اللحظى، وفى الحالة الثانية مطلوب منها أن تتمهل قليلا لأن الزيادة نتيجة ظروف التشغيل الطبيعية. كما عليها أن تميز بين زيادة في التيار نتيجة عطل داخل العنصر المراد حمايته وبين زيادة ناتجة عن عطل خارج هذا العنصر.

1-3-2 عناصر منظومة الوقاية

يمكن أن نحصر مكونات منظومة الوقاية فى العناصر التالية:

1- أجهزة الحماية من الأعطال	Protective Relays PR
2- قواطع الدائرة الكهربية	Circuit Breakers CB
3- محولات الجهد و التيار	Voltage and Current Transformers

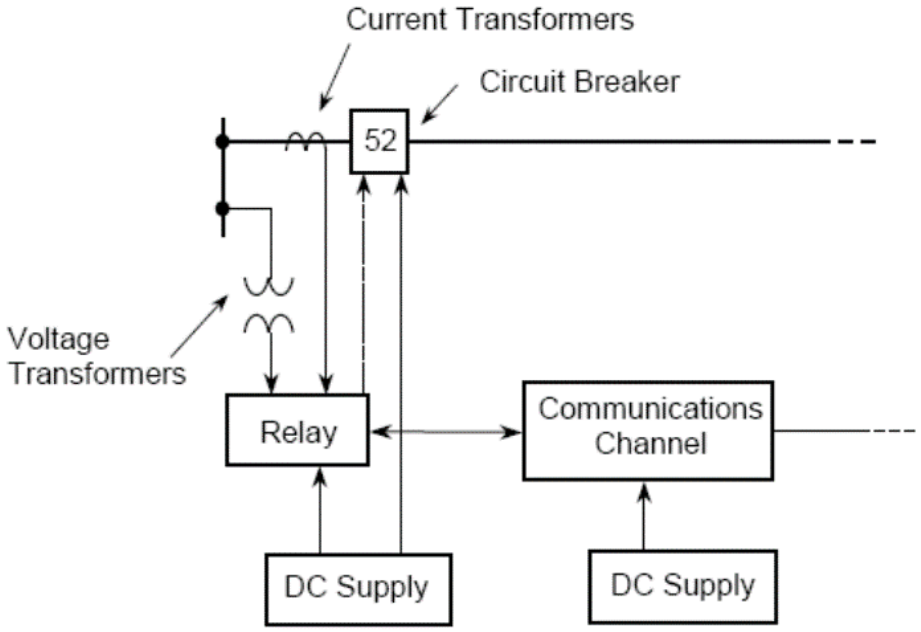
والعقل المفكر والرئيس في هذه المنظومة هو الـ Relay، فهو يستقبل الإشارات الـ Relaying Signals من الـ CT and VT ليبدأ عملية الفحص والتحليل ثم اتخاذ القرار المناسب بفصل الـ Circuit Breakers إذا لزم الأمر من خلال التحكم في دوائر الـ Control الخاصة بالقواطع كما في الشكل 1-12.



شكل 1-12

ومعظم منظومات الوقاية لاسيما في شبكات الجهد العالى يضاف لها عنصر رابع وهو الـ Communication Channel المسئولة عن نقل المعلومات من نقاط أخرى بالشبكة لا تتعلق مباشرة بالـ Protected Equipment بل يمكن أن تكون معلومات من Equipment مجاورة أو قد تكون معلومات

من الطرف الآخر لخط النقل، وهذه المعلومات الجديدة المنقولة ستساعد جهاز الحماية في اتخاذ القرار الأصوب. وبالطبع فجميع هذه المكونات تحتاج لمصدر تغذية DC Supply يكون من بطاريات موجودة بالمحطة حتى لا تتأثر بانقطاع التيار العادى (شكل 1-13).



شكل 1-13

1-3-3 مكان عناصر منظومة الوقاية

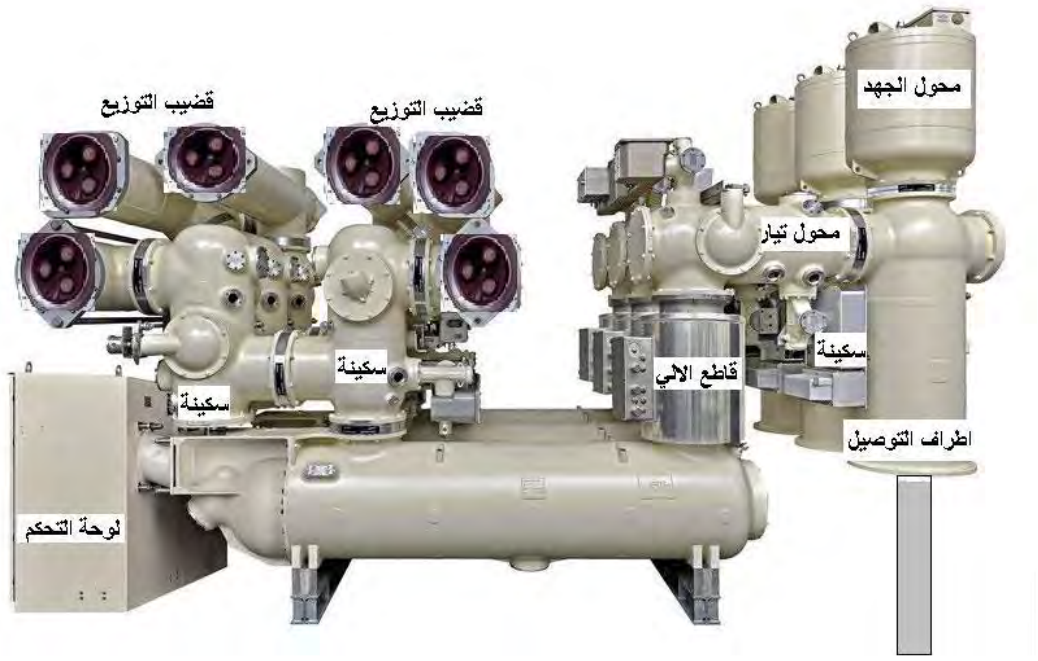
منظومة الوقاية توجد بصورة مكررة داخل منظومة القوى الكهربية، حيث يوجد منظومة وقاية منفصلة لكل عنصر يراد حمايته، فعلى سبيل المثال فهى موجودة فى بداية ونهـــــــاية كل Transmission Line، كما أنها موجودة مع كل Generator، وموجودة مع كل Transformer، كما هو ظاهر فى الشكل السابق 1-1. فكل عنصر من العناصر السابق ذكرها له منظومة وقاية خاصة به، لكن سيكون هناك نوع من التنسيق بين عمل منظومات الوقاية المختلفة كما سيتبين لاحقا.

ويتم وضع أجهزة الوقاية داخل غرف التحكم بالمحطات، أما مكان القواطع ومكان الـ CT و VT فهو إما فى ساحة المحطة Substation Yard كما فى المحطات الخارجية، أو يكون داخل ضمن مجموعة GIS فى المحطات المعزولة بالغاز كما فى الشكل 1-14.

وتجدر الإشارة إلى أن كل مربع صغير فى الشكل 1-1 يمثل فى الواقع العناصر الثلاثة لمنظومة الوقاية، أى أنه يمثل الـ (VT + CT) + CB + Relay مجتمعين. والشكل 1 -14 تظهر الشكل الحقيقي لمجموعة

www.drgilany.com

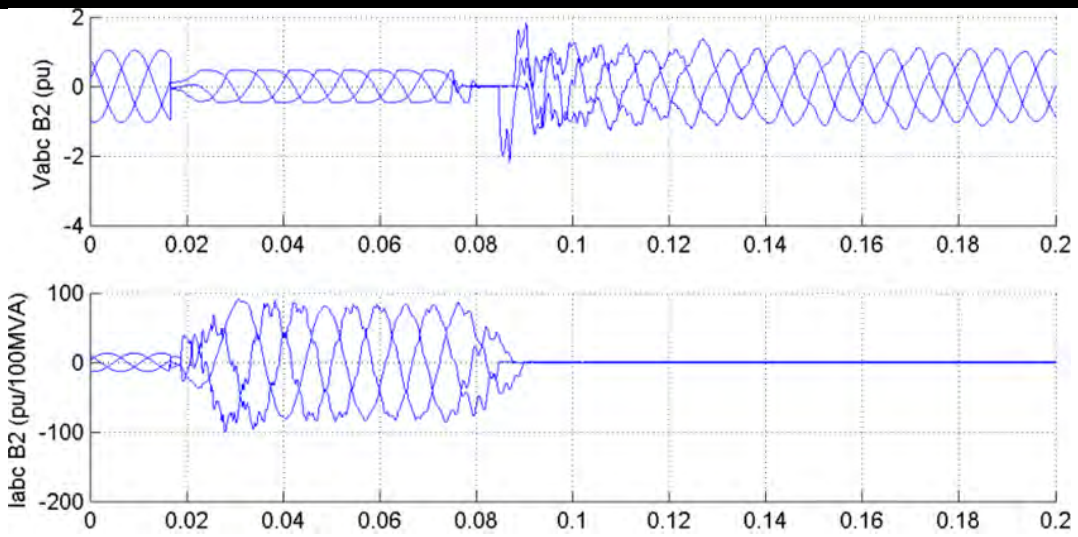
عناصر الوقاية فى محطات GIS المعزولة بغاز SF_6 وهى أشهر نوعيات المحطات حاليا لأنها الأكثر أمانا.



شكل 1–14 الشكل الحقيقي لمجموعةGIS.

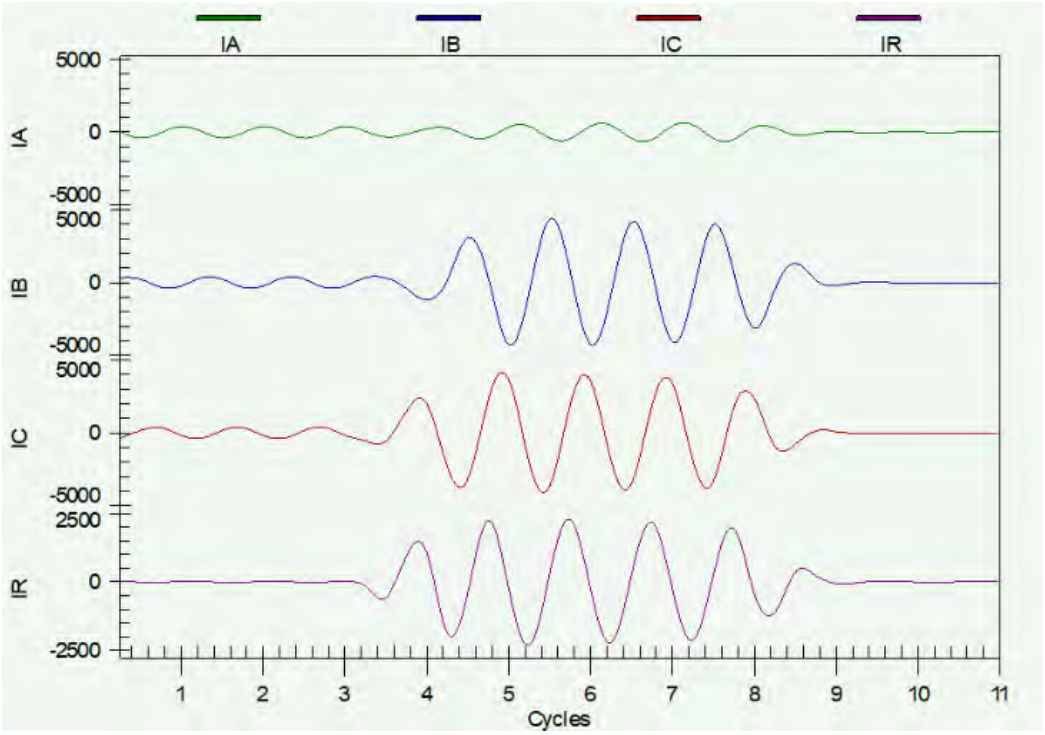
1-3-4 إشارات الأعطال (Relaying Signals)

فى أغلب الأحيان يحدث تغيرا ملحوظا في قيم الجهد و التيار (أحدهما أو كلاهما) أثناء حدوث العطل بحيث يمكن متابعته واكتشافه، فعلى سبيل المثال فإن الشكل 1–15 يمثل نموذجا حقيقيا لحجم التغير الذى يطرأ على شكل إشارات الجهد التيـــــــار في حال حدوث عطـــــــل من النوع 3-phase to Ground حيث يظهر واضحا أن التيار قبل حدوث العطل كان منخفضا بينما الجهد في قيمته الطبيعية مرتفعا، حتى كانت اللحظة عند 0.02 sec وهى لحظة حدوث العطل فارتفعت التيارات في الـ 3-Phases بينما انخفضت الجهود. حتى كانت اللحظة عند 0.08 وهو لحظة فتح الدائرة وبالتالي زوال العطل، فنجد أن التيار أصبح صفرا بينما رجعت الجهود لقيمتها تدريجيا (مع بقاء الدائرة مفتوحة يظهر الجهد ولا يمر تيار).

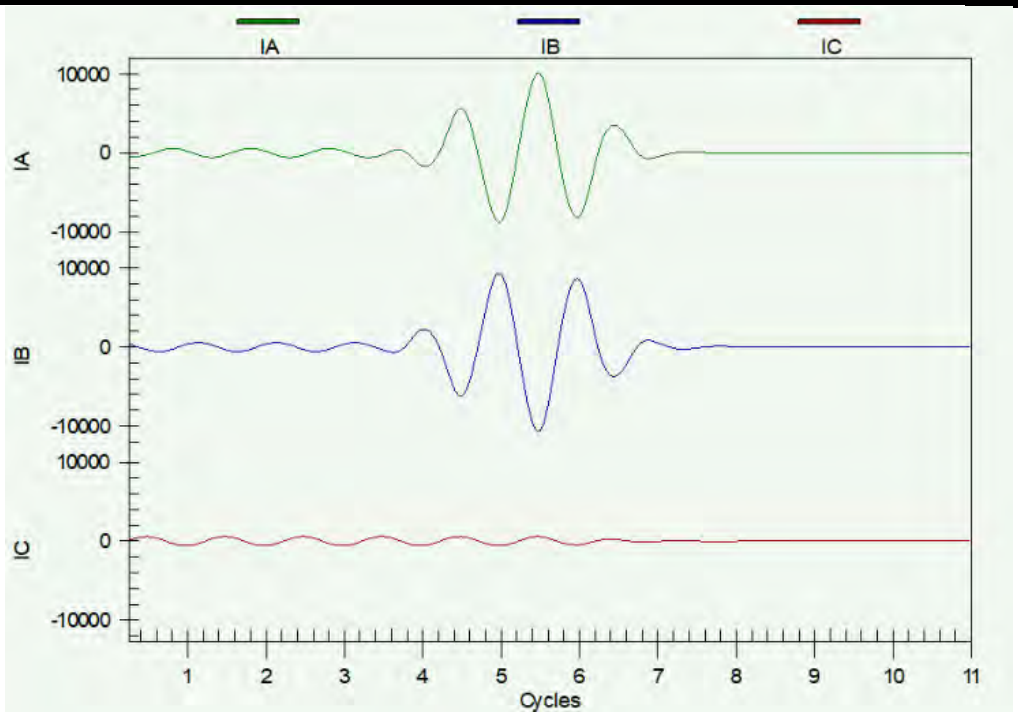


شكل 1-15

وهذه نماذج أخرى لتغير قيم التيار في الأعطال المختلفة B-C-to-Ground ثم A-B Fault كما في الشكل 1-16:



www.drgilany.com



شكل 1-16

وإشارتي الجهد والتيار هما من أكثر الإشارات استخداما في اكتشاف حدوث الأعطال، لكن بالطبع هناك إشارات Signals أخرى – غير التيار والجهد – قد تتغير نتيجة حدوث الأعطال. وجميع الـ Signals التى تستخدم فى اكتشاف الأعطال تسمى بـ **(Relaying Signals)** ومنها على سبيل المثال:

- **التردد** (قد يرتفع أو ينخفض).
- **اتجاه** مرور القدرة الكهربية (قد يحدث انعكاس فيه، خاصة فى حالة المولدات).
- **توازن** الأحمال فى الـ Phases الثلاثة (قد يختل نتيجة العطل).
- قيمة **ممانعة** الدائرة Circuit Impedance Z التي يراها الـ source حيث تتغير قيمتها بتغير مكان العطل، ويمكن تتبع قيمتها لتحديد مكان العطل كما سيتبين لاحقا.
- **الفرق** بين قيمة التيار الداخل وقيمة التيار الخارج من إحدى المعدات (التغير الكبير بينهما ينشأ نتيجة تسرب التيار داخل الـ Equipment).
- وغيرها.

فحدوث تغير فى أى من هذه الإشارات – أو فى قيم الجهد والتيار– أكبر من الحدود المسموح بها يعنى أن شيئاً ما غير طبيعى قد حدث فى الشبكة يجب اكتشافه ودراسته، ومن ثم يجب فصل الدائرة إن وصل إلى درجة الخطر.

1-3-5 أنواع أجهزة الوقاية وأرقامها القياسية:

وبناء على هذه الأنواع المختلفة من الإشارات فقد تم تصميم العديد من أجهزة الوقاية. ولسهولة التعامل بين المهندسين اتفق على إعطاء كل جهاز رقم يدل على اسمه.

والجدول 1-1 يقدم بعض أمثلة لأجهزة الوقاية وأرقامها طبقا للـ Code ANSI. وبالإضافة لهذه الأرقام هناك أيضا الرموز الكهربية القياسية والتي يجب على المهندس أن يكون ملما بها مثل تلك الموجودة بعد نهاية الجدول 1-1، حيث يظهر اسم الـ Relay ورقمه والرمز الخاص به. وأهمية هذه الأرقام والرموز تظهر عند قراءة مخططات الوقاية، ففي هذه المخططات لن يكتب اسم جهاز الوقاية بل سيكتب رقمه، ومن ثم فلابد لمهندس الوقاية أن يحفظ معظم هذه الأرقام حتى يمكنه بسهولة قراءة المخططات (راجع على سبيل المثال بعض المخططات في نهاية الفصل الخامس والسادس).

جدول 1-1 ANSI Device Numbers

1 - Master Element	49 - Machine or Transformer ، Thermal Relay
2 - Time Delay Starting or Closing Relay	50 - Instantaneous Overcurrent
3 - Checking or Interlocking Relay	51 - AC Time Overcurrent Relay
4 - Master Contactor	52 - AC Circuit Breaker
5 - Stopping Device	53 - Exciter or DC Generator Relay
6 - Starting Circuit Breaker	54 - High-Speed DC Circuit Breaker
7 - Anode Circuit Breaker	55 - Power Factor Relay
8 - Control Power Disconnecting Device	56 - Field Application Relay
9 - Reversing Device	57 - Short-Circuiting or Grounding (Earthing) Device
10 - Unit Sequence Switch	58 - Rectification Failure Relay
11 - Reserved for future application	59 - Overvoltage Relay
12 - Overspeed Device	60 - Voltage or Current Balance Relay
13 - Synchronous-speed Device	61 - Machine Split Phase Current Balance

www.drgilany.com

14 - Under speed Device	62 - Time-Delay Stopping or Opening Relay
15 - Speed - or Frequency ،Matching Device	63 - Pressure Switch
16 - Reserved for future application	64 - Ground (Earth) Detector Relay
17 - Shunting or Discharge Switch	65 - Governor
18 - Accelerating or Decelerating Device	66 - Notching or Jogging Device
19 - Starting to Run Transition Contactor	67 - AC Directional Overcurrent Relay
20 - Electrically Operated Valve	68 - Blocking Relay
21 - Distance Relay	69 - Permissive Control Device
22 - Equalizer Circuit Breaker	70 - Rheostat
23 - Temperature Control Device	71 - Level Switch
24 - Over-Excitation Relay (V/Hz)	72 - DC Circuit Breaker
25 - Synchronizing or Synchronism-Check Device	73 - Load-Resistor Contactor
26 - Apparatus Thermal Device	74 - Alarm Relay
27 – Under voltage Relay	75 - Position Changing Mechanism
28 - Flame Detector	76 - DC Overcurrent Relay
29 - Isolating Contactor	77 - Pulse Transmitter
30 - Annunciator Relay	78 - Phase-Angle Measuring or Out-of-Step relay
31 - Separate Excitation Device	79 - AC Reclosing Relay
32 - Directional Power Relay	80 - Flow Switch
33 - Position Switch	81 - Frequency Relay
34 - Master Sequence Device	82 - DC Reclosing Relay
35 - Slip-Ring Short- circuiting device	83 - Automatic Selective Control or Transfer relay
36 - Polarity or Polarizing Voltage Devices	84 - Operating Mechanism
37 - Undercurrent or Underpower Relay	85 - Carrier or Pilot-Wire Receiver Relay
38 - Bearing Protective Device	86 - Lockout Relay
39 - Mechanical Conduction Monitor	87 - Differential Protective Relay
40 - Field Relay	88 - Auxiliary Motor or Motor Generator
41 - Field Circuit Breaker	89 - Line Switch
42 - Running Circuit Breaker	90 - Regulating Device
43 - Manual Transfer or Selector Device	91 - Voltage Directional Relay
44 - Unit Sequence Starting Relay	92 - Voltage and Power Directional Relay
45 - Atmospheric Condition Monitor	93 - Field Changing Contactor
46 - Reverse-phase or Phase-Balance Current Relay	94 - Tripping or Trip-Free Relay

www.drgilany.com

47 - Phase-Sequence Voltage Relay	95 - Reluctance Torque Synchro-check
48 - Incomplete Sequence Relay	96 - Autoloading Relay

Description	ANSI	IEC 60617	Description	ANSI	IEC 60617
Overspeed relay	12	ω >	Inverse time earth fault overcurrent relay	51G	$I\perp>$
Underspeed relay	14	ω <	Definite time earth fault overcurrent relay	51N	$I\perp>$
Distance relay	21	Z <	Voltage restrained/controlled overcurrent relay	51V	$U/I>$
Overtemperature relay	26	θ >	Power factor relay	55	cosφ >
Undervoltage relay	27	U<	Overvoltage relay	59	U>
Directional overpower relay	32	P >	Neutral point displacement relay	59N	$U_{rsd}>$
Underpower relay	37	P <	Earth-fault relay	64	$I\perp>$
Undercurrent relay	37	I <	Directional overcurrent relay	67	I >
Negative sequence relay	46	$I_2>$	Directional earth fault relay	67N	$I\perp>$
Negative sequence voltage relay	47	$U_2>$	Phase angle relay	78	φ >
Thermal relay	49		Autoreclose relay	79	O→I
Instantaneous overcurrent relay	50	I >>	Underfrequency relay	81U	f <
Inverse time overcurrent relay	51	I >	Overfrequency relay	81O	f >
			Differential relay	87	$I_d>$

4-1 منظومات الوقاية

تشتمل دراسة منظومات الوقاية على دراسة الأنواع التالية:

1- دراسة تصميم أجهزة الوقاية Protective Relays نفسها (وهذا يشمل دراسة مواصفاتها وطريقة عملها وكيفية ضبط الـ Setting فيها إلخ) مثل الـ:

- Overcurrent Relays
- Distance Relays

www.drgilany.com

- Differential Relays
- Directional Relays
- Overvoltage Relays
- etc.

2- دراسة وقاية الـ Equipment الموجودة ضمن منظومة القوى الكهربية، ويسمى هذا النوع بالـ Apparatus Protection، ويشمل على سبيل المثال دراسة وقاية:

- Transmission Line Protection
- Feeder Protection
- Transformer Protection
- Generator Protection
- Motor Protection
- Busbar Protection

أي أن هذا النوع من الوقاية هو بمثابة Application of Protective relays، أي التطبيق العملى للنوع الأول (الأجهزة). وعند دراسة الـ Apparatus Protection يكثر استخدام مصطلح Protective Schemes ونقصد به استخدام أكثر من جهاز وقاية معا لحماية الـ Equipment ودراسات التنسيق بين هذه الأجهزة.

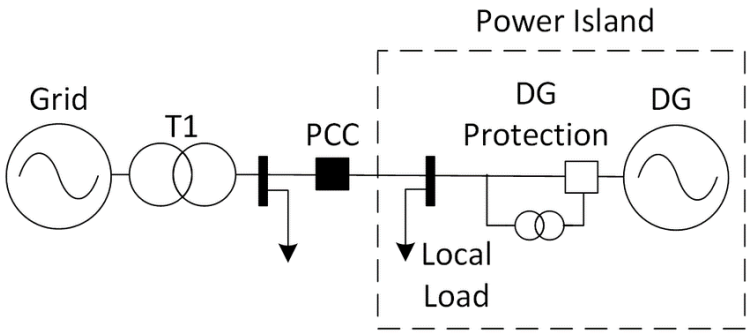
3- دراسة وقاية الشبكة العامة System Protection، ونقصد هنا دراسة الحالات التي تكون الـ Grid جزءا من مشكلة الوقاية التي تدرس، مثل حالات فصل ارتباط منظومات الـ Renewable Sources عن الشبكة الرئيسية، وهى ما تسمى islanding systems، أو حالات عدم الاستقرار الـ Instability، وكيفية توجيه نظم التحكم بواسطة Wide Area Measurement (WAM) systems لمنع حدوث ذلك.

وهذه النوعية من الوقاية تشتمل على دراسة أجهزة وقاية مختلفة عن تلك المذكورة في النوع الأول من قبيل:

- Under-frequency relays
- Out-of-step protection
- Rate of change of frequency relays (ROCOF)
- Reverse power flow relays
- Voltage surge relays

وهذا الكتاب يتعرض لدراسة النوعين الأولين تفصيلا، أما النوع الثالث (System Protection) فسنعرض له هنا بصورة سريعة فقط، لأن كثيرا من الموضوعات التي تدرس في هذا النوع قد تمت دراستها في الباب السادس من كتابي الرابع: هندسة القوى الكهربية.

على سبيل المثال عند دراسة مشكلة الـ Islanding، والمقصود بها كما في الشكل 1-17 دراسة حالة إذا فصلت الشبكة العامة Grid، ولم يتبقى سوى المولدات Distributed Generation (DG) لتغذية الأحمال، وهى حالة تشغيلية مرفوضة لأسباب عديدة، ويجب في هذه الحالة سرعـــــة عزل المولد Local Generator, DG عن الشبـــــكة عن طريق فتح الـ Breaker الموجود عند نقطـــــــــــــة الـ Point of common coupling, PCC كما في الشكل . ومن ثم نحتاج لجهاز وقاية خاص قادر على اكتشاف انقطاع الاتصال بالـ Grid، وأحد هذه الأجهزة مثلا هو جهاز الـ ROCOF Relay وهو يكتشف هذه الحالة من خلال تتبع قيمة الـ Rate Of Change Of Frequency عند نقطة الـ PCC.



شكل 1- 17

وهناك أنواع أخرى من أجهزة الـ System Protection تدرس ضمن الباب الرابع من هذا الكتاب في الفصل الخاص بالوقاية المسافية وهى:

1- أجهزة Out-of-step Blocking.
2- أجهزة Out-of-Step Tripping.

www.drgilany.com

5-1 أساسيات القواطع CIRCUIT BREAKERS

تحتاج الـ Circuit Breakers إلى دراسة منفصلة، ولكنى سأوجز أهم النقاط التي لا غنى لمهندس الوقاية عن معرفتها في الأجزاء التالية، ويمكن استكمال هذه النقاط بدراسة الفصل الثالث عشر في كتابى الرابع: هندسة القوى الكهربية.

1-5-1 أنواع القواطع الكهربية

عند حدوث عطل فى منطقة ما فإن Circuit Breakers المركبة على بداية ونهاية هذه المنطقة يتم فتحها بناء على إشارة من جهاز الوقاية (Relay)، وذلك لوقف مرور تيار العطل.

وأخطر ما سيواجه هذه CBs عندما تبدأ فى العمل هو الشرارة (Arc) التى ستنشـــــــأ بين قطبي الـ CB poles، وهذه الشرارة يمكن أن تسبب مشاكل كثيرة، منها على سبيل المثال اشتعال الحرائق، ومنها أيضا أنها إذا استمرت فإن التيار سيمر خلال أقطاب القاطع Breaker Poles، وبالتالي يصبح القاطع كأنه لا يزال مغلقاً. ومن ثم فهناك أنواعاً عديدة من القواطع تتفق جميعاً على هدف واحد: هو سرعة إطفاء الشرارة التى تنشأ بين أقطاب القاطع عند فتحه، لكنها تختلف فيما بينها فى الطريقة المستخدمة لهذه المهمة، وفيما يلى بعض الأمثلة لهذه الـCBs .

CB باستخدام الزيت:

يستخدم Oil-CB في الجهد المنخفض حتى(30 kV)، فالزيت بصفة عامة عازل جيد. وعندما يسخن الزيت نتيجة مرور تيار عالى فيه فإن بعض الذرات تتأين، وتقل كثافته فيرتفع لأعلى، ويحل محله زيت بارد غير متأين وبالتالي يحافظ على عازليته. وفى بعض الأحيان يستخدم مع الزيت مضخة (Pump) حتى تقلب الزيت بقوة فتبعد الزيت المتأين ليحل محله زيت جديد بارد. وتجدر الإشارة إلى أن الزيت يعيبه أنه قابل للاشتعال عند درجة الحرارة العالية ولذا لا يستخدم مع الجهود العالية.

CB باستخدام الهواء:

حيث يستخدم ضاغط هواء Air Compressor لدفع الهواء بين قطبى CB عند حدوث شرارة لإطفائها.

CB مفرغ من الهواء (Vacuum):

فى داخل هذا النوع لا يوجد وسط مطلقا فى المنطقة المحيطة بأقطاب الـ CB، وبالتالي فلن تحدث شرارة لأن الشرارة تحتاج لوسط تمر فيه. لكن يعيبه أنه إذا حدث أدنى تسرب للهواء داخل الـ CB فإنه يؤدى إلى حدوث شرارة كبيرة، هذا النوع يستخدم فى بعض المحطات ولكن أيضا فى حدود الجهد المتوسط.

و الثلاثة أنواع السابقة تستخدم بكثرة فقط في محطات التوزيع حيث الجهود المنخفضة نسبيا، ولكن النوع المستخدم فى محطات التوليد ومحطات الجهد العالى عموما هو قاطع الدائرة SF_6.

CB باستخدام غازالـ SF_6:

أشهر أنواع الغازات المستخدمة في الـCBs هو الـ SF_6 (سادس فلوريد الكبريت). و يتميز غاز الـ (SF_6) بأنه غير قابل للاشتعال، و غير سام، و عازل جيد للكهرباء حيث تزيد كفاءة عزل هذا الغاز عشر مرات عن عزل الهواء للكهرباء تحت ضغط الجو عادى، وهو أيضا غاز مستقر كيميائيا، ولا يتحد مع أي مادة أخرى عند درجة حرارة الغرفة. ولا يشكل ضررا عند خروجه إلى الهواء، فعندما يراد التخلص منه يتم تسخينه مع حجـــــــــر جيري (Lime Stone) تحت درجة حرارة عالية.

وأهم خاصية لهذا الغاز أن الشرارة فيه تؤدى إلى تأين ذرات الـ SF_6، وهذه الأيونات الناتجة تتحد مع ذرات SF_6, وينتج SF_6 جديد. وبالتالي فالغاز لن يفقد عازليته أبدا لأنه يتجدد تلقائيا. وقد انتشر هذا النوع فى الشبكات الكهربية حتى أصبح ينتج منه CBs لكافة الجهود (المتوسطة والعالية).

لكن المشكلة الوحيدة تحدث عند حدوث تسرب للغاز، ولذا فإن المحطات التى تستخدم هذا النوع من العزل تحتاج إلى التأكد دائما من مستوى ضغط الغاز داخل العنصر المعزول، فإذا حدث تسريب للغاز – وبالتالي انخفاض فى ضغط الغاز – فستصبح عازلية الغاز ضعيفة، ولذلك فالقواطع الكهربية فى هذه الحالة تزود بدائرة لمنع اشتغال القاطع منعا باتا، حتى ولو بصورة يدوية، لأن مجرد حدوث شرارة داخل القاطع فى ظل انخفاض ضغط الغاز سيتسبب فى كارثة.

1-5-2 زمن فصل العطل

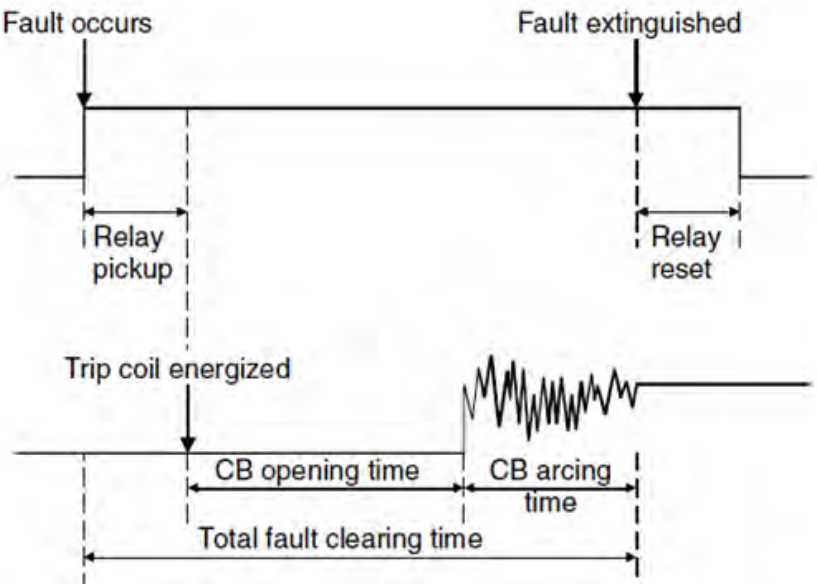
هناك العديد من المصطلحات المرتبطة بزمن العطل وزمن فصله تظهر في الشكل 1-18. فالزمن الكلى لفصل العطل يسمى total fault clearing time ويشمل الزمن الذى يستغرقه الـ Relay ليأخذ قرارا، ويحسب من لحظة حدوث العطل حتى غلق نقط التلامس الـ Relay Contacts، ويســـــــــمى Relay pickup time، بعدها يبدأ الـ CB في فتح الدائرة خلال الـ Opening time، لكن بعد فتح الدائرة

www.drgilany.com

مباشرة ستظهر شرارة بين أطراف القاطع المفتوحة Open poles، وهى أخطر ما يواجه عملية الفتح ويستغرق القاطع وقتا يسمى CB Arcing time لإخماد هذه الشرارة.

مع ملاحظة أن الزمن الذى يأخذه جهاز الوقاية ليصل إلى قرار (Trip or Block) يكون فى العادة سريعا جدا، وفى حدود 20 مللى ثانية أو أقل (ما لم يكون مطلوبا منه أن يضيف Delay time معين قبل إرسال إشارة الفصل)، بينما الزمن الذى يستغرقه القاطع لإتمام فتح الدائرة يكون أكبر من ذلك، و يتراوح بين 50 إلى 100 مللى ثانية لأنها عملية ميكانيكية، ومجموع الزمنين معا يمثل الوقت الحقيقي لإزالة العطـــــــــل Fault Clearing Time.

مزيد من التوضيح حول مصطلح الـ Relay Reset تجده في نهاية الفصل الثالث من هذا الكتاب عند الحديث عن اختبارات أجهزة الوقاية.



شكل 1– 18

1-5-3 كيفية تأثر إشارات الجهد والتيار أثناء فتح القاطع

يمكن ملاحظة أبرز التغيرات التي تظهر على إشارتى التيار والجهد منذ لحظة حدوث العطل وحتى انتهاء فتح الدائرة من خلال الشكل 1–19.

ففي الجزء العلوى من الشكل تظهر إشارة التيار، ومن الواضح أن التيار بعد حدوث العطل:

1- ترتفع قيمته نتيجة انخفاض الـ Impedance التي يراها الـ Source.

2- في الغالب تظهر مركبة DC Component تضاف على قيمة التيار (لا تظهر في كل الحالات لأن قيمتها تعتمد على لحظة حدوث العطل، وبالتالي قد تكون كبيرة وقد تكون صفر). والشكل يظهر قيمة الـ DC ويظهر كيف أنها تتناقص قيمتها تدريجيا بصورة exponential (راجع إثبات ذلك في فصل الهزات العابرة في الكتاب الرابع).

3- تنخفض قيمة تيار العطل تدريجيا لكن في كل الأحوال ستكون أكبر من القيمة الاعتيادية للتيار حتى يتم فصل الدائرة فيصبح التيار صفرا.

أما الجزء السفلى من الشكل فيمثل التغيرات التي تطرأ على إشارة الجهد. وأبرز هذه التغيرات:

1- الأصل أن قيمة الجهد بين أطراف القاطع المغلق تصل إلى الصفر كما في الشكل (مقارنة بالقيمة الأصلية التي تظهر على أطراف المعدات والتي تظهر متقطعة).

2- في لحظة فتح أقطاب القاطع Instant of contact opening يبدأ ظهور قيمة للجهد تسمى Arc Voltage.

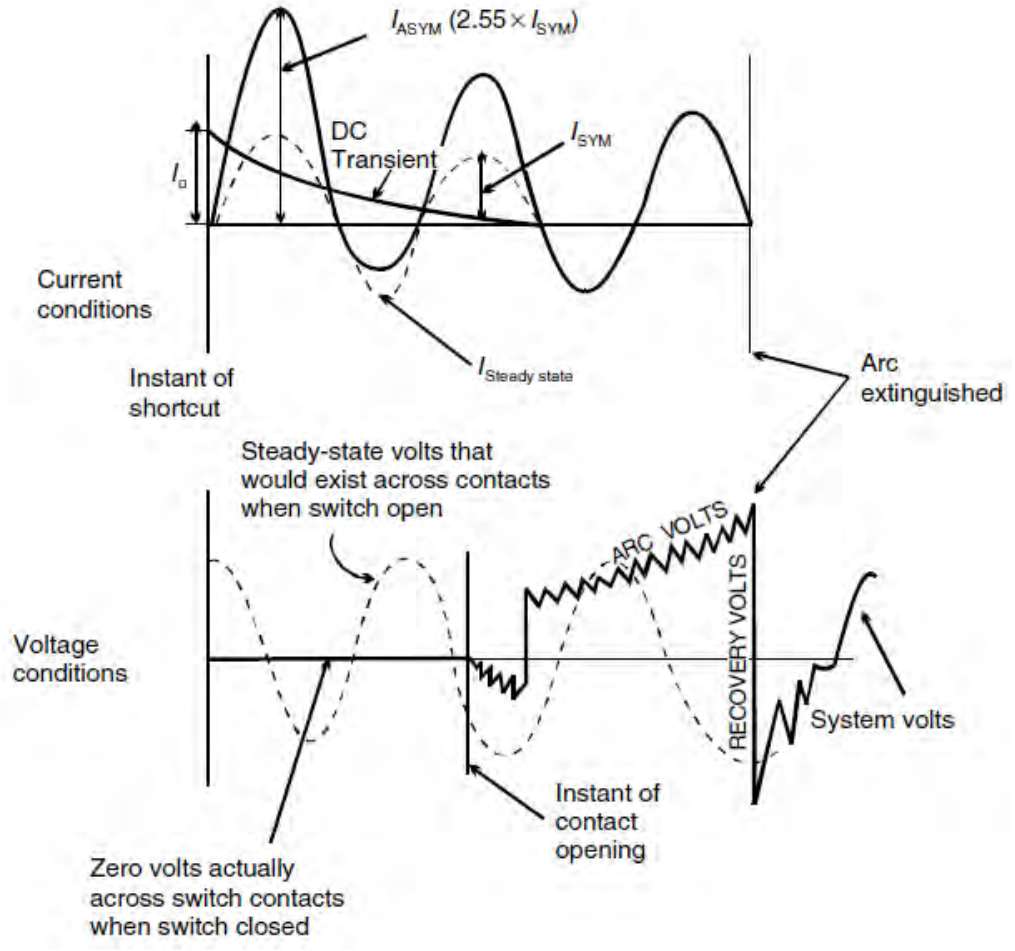
3- تكون شكل إشارة الجهد مشوهة أثناء وجود الشرارة.

4- في لحظة انتهاء الشرارة، وهى نفس اللحظة التي يكون التيار فيها يساوى صفر، يظهر جهد له تردد عالى high frequency voltage يسمى بالـ Re-striking Voltage كما في الشكـــــل 1-20.

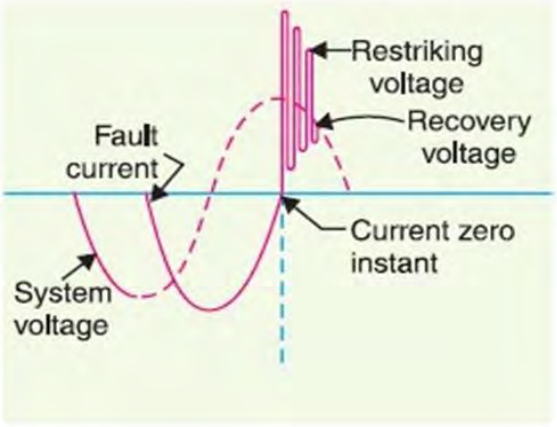
5- ستحاول الشرارة إبقاء التيار مستمرا من خلال محاولة كسر عازلية الفجوة بين الأقطاب المفتوحة للقاطع أثناء مرحلة الـ restrike voltage. ولابد أن تكون المسافة بين أطراف القاطع مع نوعية الوسط يشكلان Dielectric strength أكبر من أن تكسر بواسطة هذا الـ Restrike voltage، وإلا سيعود التيار للمرور.

6- يسمى الجهد الذى يظهر بعد انتهاء فترة الـ Restrike يسمى بالـ Recovery voltage. راجع الشكل رقم 1-20.

www.drgilany.com



شكل 1– 19



شكل 1–20

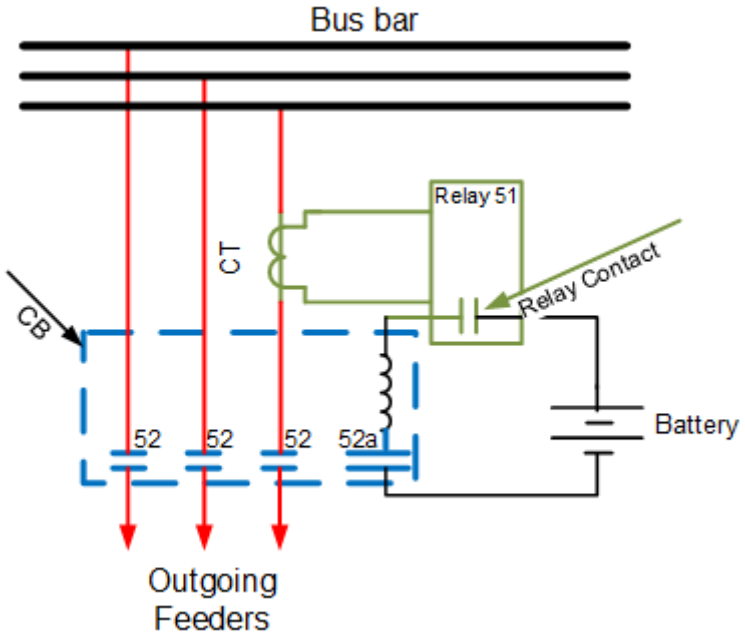
1-5-4 العلاقة بين جهاز الوقاية والقواطع الكهربية CBs

كما قلنا فإن الهدف من منظومة الوقاية فى النهاية هى سرعة فصل الأعطال بدقة، وذلك بواسطة الـ Protective Relay الذى يكتشف العطل ويرسل إشارة فصل إلى CBs التى يراد فتحها. والعملية تبدأ من دخول ما يعرف بـ Relaying Signals إلى الـ Relay بواسطة Current/Voltage Transformer، ثم يقوم الـRelay بناء على دراسة هذه الإشارات بإرسال إشارة فصل إلى ملف فصـــــل القاطـــــــــــع (CB Trip Coil) ليتم فتحه.

والعملية كاملة تظهر فى الشكل 1-21 الذى يظهر فيه Overcurrent Inverse Relay، ويقوم هذا الـ Relay عند اكتشافه لأى عطل بغلق الـ Relay Contacts، ومن ثم يصل تيار البطاريـــــــــة إلى CB Trip Coil فيصبح energized، و يقوم بفتح Poles CB. لاحظ أن رقـــــم الـ CB طبقا للـ ANSI code هو 52، وأن رقـــم الـ Relay الذى ظهر في الرسـم هو 51 (Overcurrent Relay) طبقا للجدول 1-1.

ملحوظة:

عمليا يضاف على التوازى مع الـ Relay Contacts طرفين آخرين لم يظهرا في الشكل وهما للتوصيل بطريقة يدوية بدون الحاجة لإشارة من الـ Relay.



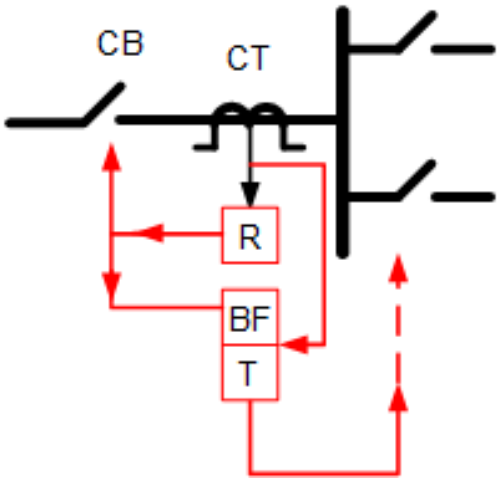
شكل 1-21 العلاقة بين الـ Relay ودائرة فصل الـ CB

www.drgilany.com

1-5-5 ماذا لو اكتشف الـ Relay العطل وفشل الـ CB فى فتح الدائرة؟

هذا سؤال طبيعى لابد أن يطرح، بل هو واقع ملموس، فقد يحدث عطل ميكانيكى فى القاطع فيفشل فى الاستجابة لإشارة الـ Trip التى وصلته من جهاز الحماية. ولحل هذه المشكلة فدائما يستخدم جهاز حماية خاص يسمى Breaker Failure, BF. وتظهر فكرة عمله فى الشكل 1-22.

فعند حدوث عطل فإن جهاز الحماية R يرسل إشارة Trip إلى الـ CB وفى نفس الوقت يرسل إشارة إلى الـ BF. وبمجرد وصول هذه الإشارة إلى الـ BF فإن جهاز Timer بداخله يبدأ فى العد التنازلى لمدة زمنية تعادل الزمن الكافى للـ CB حتى ينتهى تماما من فتح الدائرة. فإذا نجح الـ CB فى فتح الدائرة قبل هذا الوقت فهذا يعنى أن التيار المار فى محول التيار سيصبح صفرا، وهذه الإشارة من الـ CT تكفى لوقف عمل الـ BF، وهناك إشارة أخرى من CB Auxiliary Contacts لتأكيد وقف الـ BF عن العمل.



شكل 1-22 مخطط عمل الـ Breaker Failure

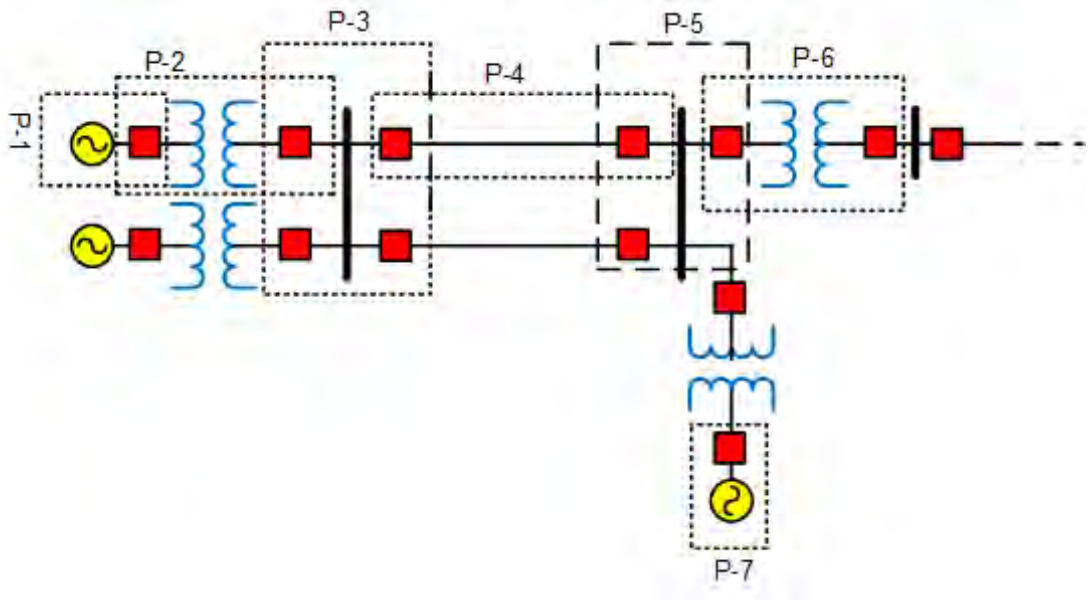
أما إذا فشل الـ CB فى فتح الدائرة وانتهى الـ Timer من العد الزمنى له فعندها سيقوم الـ BF بإرسال إشارة Trip إلى كافة الـخطوط المتصلة على الـ BB المركب عليه هذا القاطع المعطل كما هو واضح من المخطط بالإضافة إلى إرسال إشارة فصل إلى الأجهزة في الجـــــهة الأخرى Remote-end inter trip.

1-6 مفاهيم أساسية فى منظومة الوقاية

وكما هو ظاهر من وصف منظومة القوى الكهربية فى المقدمة فإنها منظومة ضخمة ومتداخلة ومعقدة فى بعض أجزائها، ولذا فلا يمكن تصميم جهاز واحد فقط لحمايتها ككل.

1-6-1 مناطق الحماية Protective Zones

فى الواقع العملى فإن الشبكة الكهربية تقسم إلى مناطق صغيرة Zones، ويصبح دور جهاز الوقاية هو حماية هذه المنطقة الصغيرة فقط كدور أساسى main protection، مع إمكانية أن يقوم بحماية غيرها من المناطق بصورة احتياطية backup protection. و يجب أن تتعاون هذه المجموعات من أجهزة الوقاية لضمان أعلى درجات الحماية. وعملياً فإن كل مولد له منطقة حماية خاصة به، وكذلك كل محول، وكذلك كل خط يقع بين محطتين، كما هو واضح من الشكل 1-23.



شكل 1-23: مناطق الحماية فى منظومة الوقاية

فجهاز الوقاية للمنطقة رقم 1 (P-1) مسئول أساساً عن الأعطال التى تقع داخل المولد، ثم جهاز الوقاية للمنطقة رقم 2 مسئول بصورة أساسية عن أى أعطال تقع فى المحول، ثم جهاز الوقاية للمنطقة رقم 3 مسئول عن الأعطال التى تقع على Busbars، وأخيرا جهاز الوقاية للمنطقة رقم 4 مسئول عن الأعطال التى تقع على خطوط نقل الطاقة Transmission Lines. مع ملاحظة أن وقاية كل منطقة هى فى الواقع العملى مكونة من عدة أجهزة وقاية وليس جهاز واحد، وذلك بغرض كشف كافة أنواع الأعطال المتوقعة. لاحظ أنه لابد من وجود تداخل (Overlap) بين مناطق الحماية المختلفة حتى لا تكون هناك مناطق غير محمية خاصة عند Busbars.

www.drgilany.com

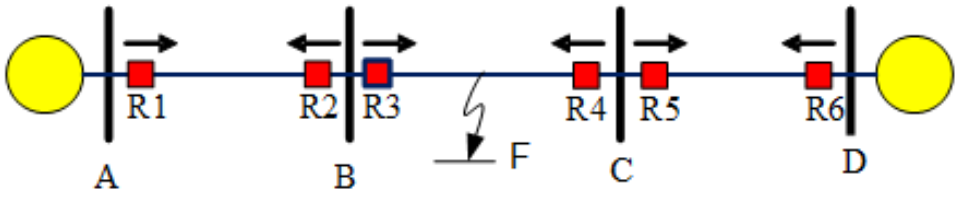
1-6-2 الحماية الرئيسية والاحتياطية Main and Backup Protection

الآن، وبعد تقسيم الشبكة إلى مناطق محددة، وأصبح لكل منطقة نظام حماية خاص بها، فإن نظام الحماية الرئيسى لمنطقة ما يمكنه أيضا أن يصبح نظام حماية احتياطى لمناطق أخرى، بشرط أن يكون هناك قواعد للتنسيق بين نظم الحماية المختلفة تكون مسئولة عن جعل الحماية الاحتياطية تعمل فقط بعد فترة من الزمن، أى بعد التأكد من عجز الحماية الأصلية عن اكتشاف العطل.

وتبرز أهمية الوقاية الاحتياطية بصورة كبيرة فى حالة الـ Breaker Failure مثلا، وفى هذه الحالة يجب فتح كل القواطع على الخطوط المغذية لهذا القاطع المعطل، وهذه أحد أدوار الوقاية الاحتياطية، وسيتضح ذلك بأمثلة بعد قليل.

1-6-3 الوقاية الاتجاهية Directional Protection

مع تعقد الشبكات الكهربية أصبح التنسيق بين عمل أجهزة الوقاية المختلفة صعباً للغاية، فبالرجوع إلى شكل 1-24، فإنه عند حدوث عطل عند نقطة F فإن أجهزة الوقاية ستشعر كلها بالعطل لمرور تيار العطل خلالها، وطبقا لما سبق شرحه فإننا نحتاج إلى فصل الدائرة المعطلة فقط، وفى حالتنا هذه نريد فصل R3، R4 فقط.



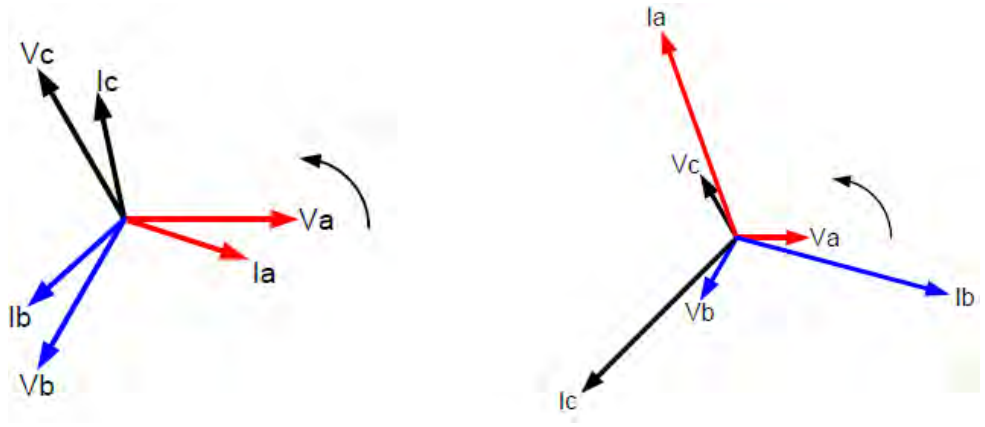
شكل 1-24: مبادئ الوقاية الاتجاهية

علما بأننا يمكننا تأجيل عمل الأجهزة R1، R6 بعدة طرق أبسطها إضافة زمن تأخير Time Delay إليهما، لكن المشكلة تكمن فى R2، R5 فتيار العطل خلالهما، ومسافة العطل التى يراها كل منهما تتشابه تماما مع التيار والمسافة التى يراه R3، R4، ونحن نريد بالطبع أن يشتغل R3، R4 فقط، لأنه لو اشتغل R2، R5 فسيتم فصل التغذية عن بقية الخطوط الخارجة من المحطة–B، وكذلك المحطة –C بدون داع. فلابد من وجود طريقة لمنع R2، R5 من الاشتغال الخاطئ، وهذه الطريقة هى تحديد اتجاه العطل باعتماد مبدأ الوقاية الاتجاهية Directional Protection فى أجهزة الوقاية.

وخلاصة هذا المفهوم أن كل جهاز حماية يمكنه أن يفصل العطل الذى أمامه فقط (يرى الأعطال التى أمامه فقط طبق لاتجاه الأسهم فى شكل 1-24). ويمكن التعبير عن هذه الخاصية بصيغة أخرى فنقول أن

الجهاز يفصل إذا كان تيار العطل فقط في اتجاه Out of the Bus، بينما يتم منع التشغيل إذا كان تيار العطل متجها نحو الـ Bus.

وتنفيذ هذه الفكرة عمليا ليس صعبا، فالتيار في الوضع العادى تكون الزاوية بينه وبين الجهد في حدود 20-30 درجة متأخرا عن الجهد كما في الجزء الأيسر من الشكل 1-25 ، فإذا انعكس اتجاه التيار فسيصبح سابقا للجهد كما في الجزء الأيمن من الشكل 1-25، وبالتالي يمكن أن نكتشف تغير اتجاه التيار بتتبع قيمة الزاوية بينه وبين الجهد.



شكل 1-25

وسيتم شرح الأسس النظرية لهذا النوع فى الفصل الثالث من هذا الكتاب.

وعلى هذا، فعند حدوث عطل عند نقطة F فى شكل 1-24، فإن R2، R5 لا يمكنهما رؤية هذا العطل أبداً، حيث أنه يقع فى المنطقة الخلفية لمجال عمله. بينما R1، R3، R4، R6 ترى جميعا هذا العطل أمامها، وتصبح مسئولة عن فصله بدرجة محددة طبقاً لقواعد التنسيق فيما بينها.

ومن هنا، فإنه يمكن إضافة نوعين جديدين إلى أنواع الأعطال السابق الحديث عنها فى الجزء الأول من هذا الفصل وهما:

- الأعطال الأمامية Forward Faults
- الأعطال الخلفية Reverse Faults

فالعطل (F) فى شكل 1-24 هو عطل أمامى بالنسبة إلى R1، R3، R4، R6، بينما نفس هذا العطل يعتبر عطل خلفى بالنسبة إلى R2، R5.

كما يمكن تصنيف الأعطال طبقاً لموقعها من منطقة الحماية بمعنى:

www.drgilany.com

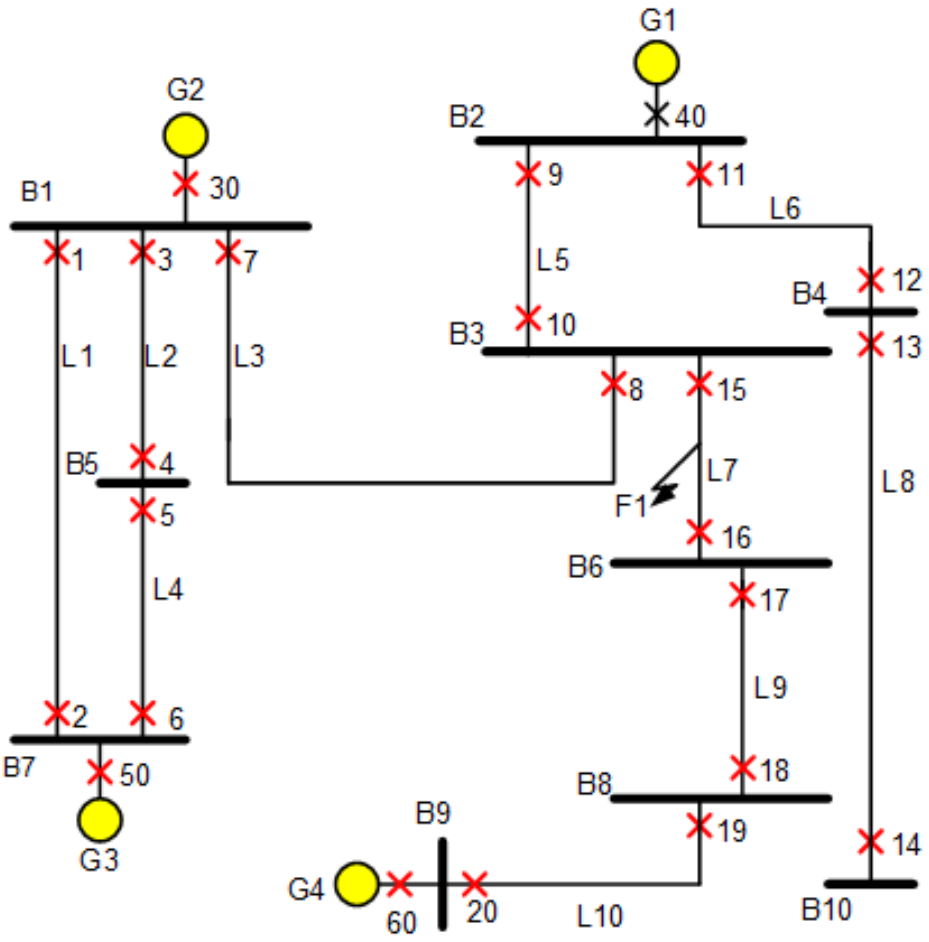
- أعطال داخلية Internal Faults
- أعطال خارجية External Faults

والمقصود بالطبع داخل أو خارج منطقة حماية معينة.

1-6-4 مثال توضيحي

بتطبيق المبادئ السابقة على الشبكة المرسومة فى شكل 1-26، فإننا نلاحظ الآتى:

- بالنسبة للعطل (F_1) مثلاً فإن الوقاية الرئيسية المسئولة عن فصل هذا العطل هى الـ Relays رقم 15، 16.
- وفى حالة فشل الحماية رقم 15 مثلاً فى اكتشاف العطل (مع نجاح 16)، أو في حالة حدوث خلل فى قاطع الدائرة بحيث عجز عن فتح الدائرة، حينها يصبح دور الوقاية الاحتياطية لازماً، وهى فى هذه الحالة الـ Relays رقم 7، 9. لاحظ أنهما يعملان كحماية احتياطية لمنع تدفق التيار من المولدات G1وG2 إلى العطل.
- لا حظ أيضا أن الحماية رقم 10 و8 لم تحس بهذا العطل رغم أنها الأقرب إليه، وذلك لأن العطل بالنسبة لهما يعتبر عطل خلفى، وهما غير مسئولين عنه.
- و فى حالة فشل الحماية الاحتياطية رقم 7 على سبيل المثال، فإن الحمايات رقم 2، 4، 30 سوف تقوم بفتح الـ CBs المرتبطة بها لمنع تدفق التيار للعطل من G3 ، وG2 . ويمكن بنفس الطريقة أن تستنتج الحمايات الأساسية والاحتياطية فى حالة أى عطل آخر فى الشبكة.



شكل 1-26 مثال تطبيقي

1-7 متطلبات عامة لأجهزة الوقاية

منظومات الحماية يجب أن تكون لها معايير ومواصفات موحدة عامة لأجهزة الوقاية وهى:

الاعتمادية Dependability

ويقصد بها أن الجهاز يعتمد عليه، وهذا يعنى أنه دائما يصدر إشارة الفصل وقت أن يكون مطلوب منه ذلك. وتقاس الـ Dependability حسب Eq. 1-1، وفيها يقاس كم مرة فصل الجهاز فصلا صحيحا مقارنة بعدد مرات الفصل المطلوبة منه:

Eq. 1-1: $$\% \text{ Dependability} = \frac{\text{Number of correct trips}}{\text{Number of desired trips}} \times 100$$

www.drgilany.com

التأمين Security

وهى صفة تدرس لتحليل مرات الفصل الخاطئ من الجهاز حسب Eq. 1-2. وتعبر عن نسبة الفصل الصحيح مقارنة بعدد مرات الفصل الفعلية عموما (شاملة الصحيحة غير الصحيحة) ، بمعنى أنه مطلوب منه ألا يفصل إلا إذا تأكد تماما أن الفصل مطلوب منه

Eq. 1-2: $$\% \text{ Security} = \frac{\text{Number of correct trips}}{\text{Total number of } \textit{actual} \text{ trips}} \times 100$$

لاحظ المقام مختلف عن الصفة السابقة.

وأحيانا يعبر عن العلاقة بين المصطلحين السابقين بالأشكال التالية:

فواضح من التوصيلة فى الشكل الأيسر أن المصمم مهتم جدا بأن تكون منظومة الوقاية يعتمد عليها في اكتشاف الأعطال ولذا جعل هناك شرطين على التوازى فأيهما تحقق يكون كافيا لاكتشاف وفصل الأعطال، أما التوصيلة اليمنى فالمصمم مهتم بأن يكون الفصل فقط في الظروف القصوى ولذا جعل الشرطين على التوالى ويلزم تحقق الشرطين لحدوث الفصل بمعنى أنه مهتم أكثر بمسألة التأمين.

الاعتمادية Reliability

وهى تقيس نسبة الفصل الصحيح بالقياس إلى عدد مرات الفصل (المطلوبة + الغير صحيحة)

Eq. 1-3: $$\% \text{ Reliability} = \frac{\text{Number of correct trips}}{\text{Number of Desired trips+Incorrect Trips}} \times 100$$

مثال 1-2

The performance of an overcurrent relay was monitored over a period of one year. It was found that the relay operated 14 times ،out of which 12 were correct trips . If the relay failed to issue trip decision on 3 occasions ،compute dependability ،security and reliability of the relay .

Total Number of trips = 14

Number of correct trips = 12

Number of desired trips = 12 + 3 = 15

Number of False trips = (14-12) = 2

% Dependability = $\frac{Number\ of\ correct\ trips}{Number\ of\ desired\ trips}$

$= \frac{12}{15} \times 100 = 80\ \%$

% Security = $\frac{\text{Number of correct trips}}{\text{Total number of trips}}$

$= \frac{12}{14} \times 100 = 85.71\%$

% Reliability = $\frac{\text{Number of correct trips}}{\text{Number of Desired trips+Incorrect Trips}}$

$= \frac{12}{15+2} \times 100 = 70.5\%$

واضح أنه كلما قلت عدد مرات الفصل فهذا يعنى أن الجهاز مؤمن بشكل كبير ضد الفصل الخاطئ أى انه Secured. بينما كلما زادت عدد مرات الفصل الصحيح مقارنة بعدد مرات الفصل المطلوبة كلما كان الجهاز Dependable.

الاختيارية Selectivity

لا يكفى أن يكون لدينا Reliable Relay، لأنه من المعروف أنه عند حدوث عطل فالكثير من أجهزة الوقاية تكتشف العطل فهى بالتالي Reliable، لكن ليس المهم فقط أن تكتشفه، وإنما المهم أن تكون لها القدرة على أن تقرر هل هذا العطل يقع فى حدود عملها ومنطقة تشغيلها أم أنه خارج عنها ؟ وبالتالي فمن أهم المتطلبات لجهاز الوقاية أن يكون أيضا Selective، بمعنى أن تكون له القدرة على أن يختار بدقة الـ Faulty Circuit التي يجب فصلها فيفصلها، ولا يزيد عن ذلك. ففى الشكل 1-26 على سبيل المثال، فإن

www.drgilany.com

العطل F1 سيشعر به ربما كل أجهزة الوقاية فى الشبكة، لكن إذا اشتغل الجهاز رقم 9 قبل الجهاز رقم 15 فإننا نقول عن الجهاز رقم 9 أنه (Unselective) بمعنى أنه أساء الاختيار.

الحساسية Sensitivity

كذلك مطلوب من جهاز الوقاية أن يكون Sensitive أى له حساسية معينة لاكتشاف الأعطال، فمن المعلوم أنه كلما ارتفع قيمة تيار العطل كلما كان من السهل على جهاز الوقاية أن يكتشفه، لكن كلما انخفضت قيمة تيار العطل كلما انخفضت حساسية الجهاز، والمطلوب من الجهاز المركب فى مكان ما ألا تقل حساسيته عن قيمة أقل تيار عطل متوقع فى هذه المنطقة، وإلا سيصبح الجهاز غير حساس.

الملائمة Adequateness

اذا كان جهاز الوقاية مصمما بحيث يمكنه اكتشاف جميع أنواع الأعطال فان التكلفة تكون عالية جدا، ولذا يكفى فى الغالب أن يكون الـ Relay مصمما بحيث يلائم مهمة محددة فقط، بمعنى آخر أن يكتشف فقط نوعية معينة من الأعطال. و العوامل التى تتحكم فى ملائمة الـ Relays هى:

- قدرة العنصر (Power Rating) التى سوف يحميه الـ Relay.
- مكان و أهمية وتكلفة هذا العنصر.
- احتمالات التعرض لحالات غير عادية نتيجة أسباب داخلية أو خارجية.
- تأثير انهيار العنصر على استمرارية التغذية الكهربية، فبعض العناصر تكون عالية الأهمية مثل الـ Generator الذى لو انهار فستتوقف التغذية تماما.

ويجب مراعاة الملائمة عند اختيار نظام الوقاية للشبكة الكهربية، وهذا يعتمد على كفاءة التخطيط السليم، فعلى سبيل المثال عند التخطيط لحماية محولات و محركات الجهد المنخفض فليس من المناسب استخدام نظام وقاية ذى تكلفة عالية، بل من الممكن على سبيل المثال عند تصميم نظام وقاية لمحول توزيع قدرة 250kVA أن يكتفى باستخدام مصهرات Fuses ذات سعة قطع عالية.

السرعة فى عزل العطل Speed

سرعة عزل العطل تقلل من احتمال انهيار المعدات المراد حمايتها، فعلى سبيل المثال إذا حـــــــدث Short Circuit على قضبان توزيع رئيسية BB بقيمة 40 كيلو أمبير وتم عزله فى زمن قدره مثلا 80 مللى ثانية فمن غير المتوقع أن يحدث انهيار لهذه القضبان رغم قيمة التيار الكبيرة لأن انهيار القضبان يتوقف أيضا على المدة الزمنية التي مر تيار القصر Short Circuit Current بها، لكن إذا لم يكتشف

هذا العطل بالسرعة الكافية واستمر مثلا لمدة 5 ثوانى بدلا من 80 مللى ثانية، فسوف يحدث انهيار كامل للقضبان.

كما أن سرعة عزل العطل تساعد على تحسين استقرار الشبكة الكهربية Stability، و يؤخذ هذا فى الاعتبار عند وضع مخطط الوقاية (Protection Schemes) لخطوط الجهد العالى والمولدات الكبيرة و المحولات الكبيرة و المحركات إلخ.

و على الرغم من أهمية عزل العطل بسرعة إلا أن التأخير الزمنى (Time Delay) يكون مرغوب فيه أحيانا للأسباب الآتية:-

1. لإعطاء فرصة للتمييز Discrimination بين الوقاية الرئيسية و الوقاية الاحتياطية.
2. للتغلب على التشغيل الخاطئ لـ Relays فى الحالات التالية:
   - التيارات الكبيرة الناتجة عند بدء تشغيل المحولات (Inrush Currents).
   - التيارات الناتجة من الأعطال العابرة و الطارئة (Faults Transient).
   - التغير فى الأحمال (Load Fluctuations) .

الاستقرار Stability

خاصية الاستقرار بالنسبة لجهاز الوقـــــــاية تعنى أن يظل نظام الوقاية مســـــتقراً عند حـــــدوث Short circuit خارج المنطقة المحمية أو عند حدوث حالات أعطال عارضة Transient Faults فلا يعمل دون داع.

الاقتصاد Economics

تعنى محاولة تصميم نظام وقاية عالى الكفاءة بأقل التكاليف.

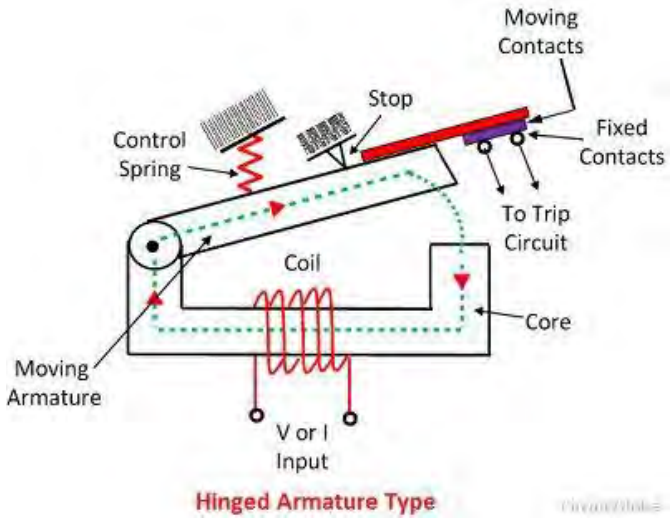
1-8 خلفية تاريخية عن أجيال تصنيع أجهزة الوقاية

مرت طرق تصنيع أجهزة الوقاية بعدة أجيال، بدءا من أجهزة Electromagnetic Relays، مرورا بأجهزة الوقاية الاستاتيكية Static Relays وانتهاء بأجهزة الوقاية الرقمية Digital Relays. وفى الجزء التالي نستعرض باختصار الأجيال المتعددة التى مرت بها طرق تصنيع أجهزة الوقاية، وسنأخذ جهاز الـ Overcurrent Relay كمثال عند الشرح.

www.drgilany.com

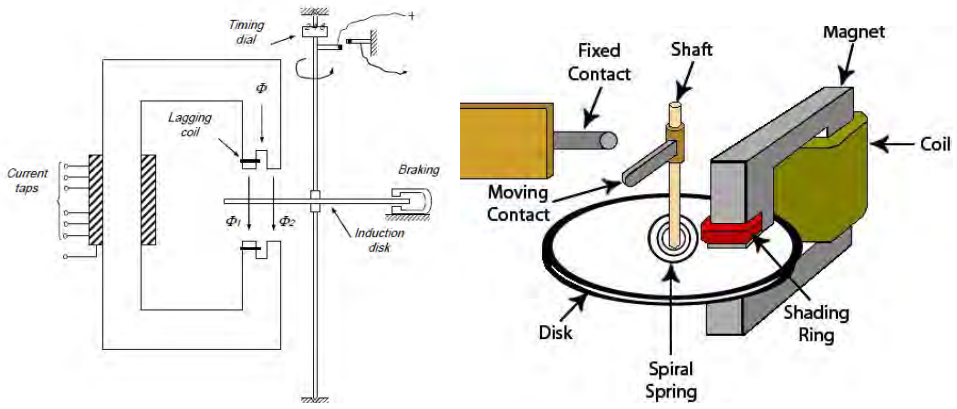
1-8-1 الجيل الأول Electromagnetic/Electromechanical Relays

فى الجيل الأول من طرق التصنيع، وكما هو واضح من الاسم، فإن فكرة عمل الجهاز كانت تعتمد على استغلال خاصية أن التيار الكهربى الذى يمر فى ملف ينشأ دائما مجالا مغناطيسيا مصاحبا له، وتصاحبه أيضا قوة مغناطيسية يمكنها أن تجذب ذراع حديدية وتحركها، كما فى حالة الـ Hinged Armature Relay الذى يظهر في الشكل 1-27.



شكل 1- 27

وأحيانا تستغل هذه القوة المغناطيسية لتؤثر على قرص حديدى قابل للدوران فتجعله يدور بسرعة تتناسب مع شدة التيار، وقد استخدمت هذه الفكرة كما فى حالة الـ Induction Disc Relays الذى يظهر في الشكل 1-28.



شكل 1- 28

و هذه الأنواع سميت أيضا بـ Electromechanical Relays، وسبب التسمية واضح. وفى الشكل 1-29 نماذج لإحدى الأنواع السابقة.

شكل 1- 29 أجهزة الوقاية الإلكتروميكانيكية

ويستفاد من الحركة فى كلا النوعين فى غلق دائرة كهربية أخرى (هى دائرة تشغيل القاطع). وبما أن القوة التى ستحرك الذراع، أو تدير القرص تتناسب طرديا مع شدة التيار المار فى الملف، وبالتالي ففى الظروف الطبيعية، حيث التيار قيمته صغيرة، فإن هذه القوة لن تكون كافية لتحريك الذراع أو إدارة القرص لغلق الدائرة، بينما فى حالة الأعطال، حيث ترتفع قيمة التيار بشدة، فستكون هذه القوة كافية لعمل الحركة المطلوبة، وغلق دائرة تشغيل الـ CB.

وتتميز هذه النوعية من الأجهزة بأنها مستقرة دائما Stable، ولا تتأثر بالهزات التى قد تحدث فى الشبكة، كما أن المهندسين قد اكتسبوا خبرات عريضة فى التعامل مع هذه الأجهزة طوال سنوات طويلة، وهذا يفسر السبب فى بقائها فى الخدمة رغم ظهور أجيال كثيرة حديثة بعدها. لكن يعيبها البطء النسبى فى الاستجابة بسبب أن الأجزاء المتحركة لها Inertia فتحتاج لوقت لبدء الحركة، ومن عيوبها أيضا أنها تحتاج لصيانة منتظمة للأجزاء المتحركة، وتحتاج لمعايرة Calibration من فترة لأخرى لضمان دقة القياس.

1-8-2 الجيل الثانى Static Relays

ظهر الجيل الثانى من طرق تصنيع أجهزة الوقاية فى أوائل الستينات، ويعرف بجيل الـ Static Relays، وكان أهم ما يميزه هو استغناؤه عن الأجزاء المتحركة المستخدمة فى الجيل السابق، والتى كانت تمثل مصدرا للأخطاء فى عمل الأجهزة، حيث اعتمد هذا الجيل على ما يعرف بـ Operational Amplifier، التى كانت تقوم بمقارنة قيمة التيار المار بالدائرة بحدود ضبط معينة، فإذا تعدى التيار المار بالدائرة قيم الضبط المستخدمة فإن Op Amp يرسل إشارة إلى CB لفصلها. وتظهر أحد أمثلة هذا الجيل فى الشكل 1-30.

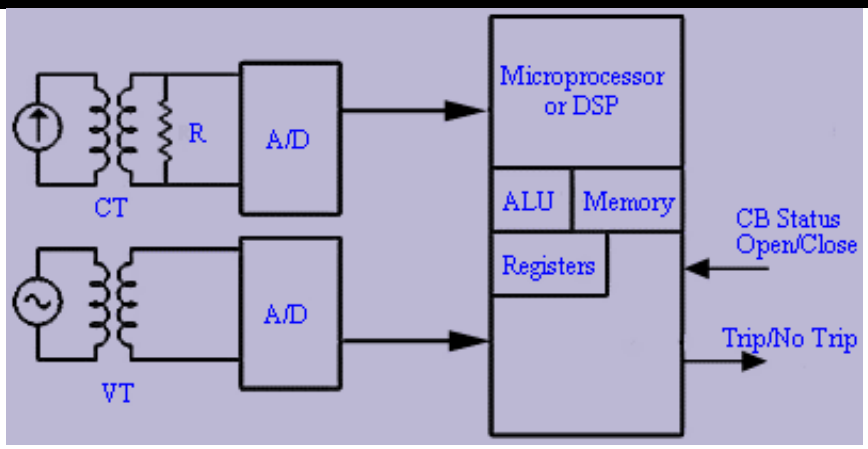
www.drgilany.com

شكل 1– 30 أحد أشكال أجهزة الوقاية من جيل الـ Static

ومن أهم عيوب هذا الجيل أن أجهزة الـ Op Amp كانت تتأثر بتغير درجة الحرارة، وبالتالي فهى غير مستقرة Unstable، ولذلك لم تستمر هذه النوعية طويلا، حيث ظهر فى أواخر الستينات وأوائل السبعينات الجيل الثالث من أجهزة الوقاية، وهو ما يعرف بأجهزة الوقـــــــاية الرقمية Digital Relays.

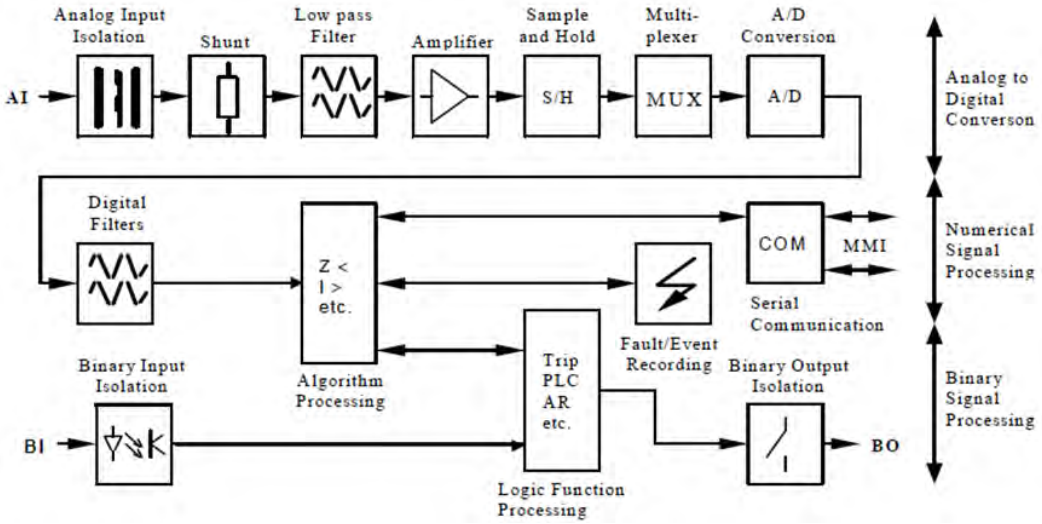
1-8-3 الجيل الثالث Digital Relays

استطاع هذا الجيل الذى يسمى أيضا بجيل Digital Protection أو Numerical Relays أو أجهزة الوقاية الرقمية أن يتغلب على كافة المشاكل التى واجهت الأجيال السابقة، ولذا فهذه النوعية هى السائدة الآن فى سوق أجهزة الوقاية. والفكرة الأساسية لهذه التكنولوجيا الجديدة هى تحويل إشارات الجهد والتيار إلى أرقام Digital Numbers تخزن فى ذاكرة الكومبيوتر مع تحديثها بصفة مستمرة خلال فترات زمنية صغيرة جدا تصل إلى 1 مللى ثانية وأقل. والشكل 1–31 يمثل Block Diagram لأهم مكونات جهاز الوقاية الرقمية.



شكل 1- 31

وتفاصيل أكثر عن تركيب الـ Digital Relay الداخلى تظهر فى الشكل 1-32.

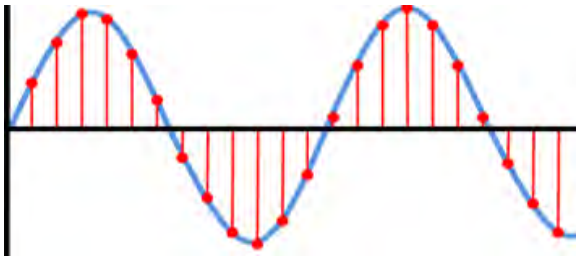


شكل 1- 32

حيث تمر إشـــــــارات الجهد والتيار للـ 3-Phases القادمـــــة من الـ 3CTs، ومن الـ 3VTs على Anti-alias low-Pass Filter، فيمرر الترددات حتى cut-off frequency معينة، وذلك لضمان أن يكون دائما الـ Sampling rate الذى سيستخدم لاحقا فى الـ A/D أعلى من ضعف أعلى تردد موجود بالإشارة وذلك حسب Nyquist Theorem.

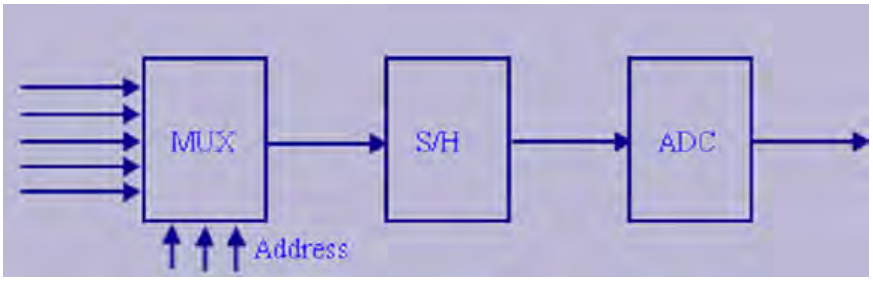
www.drgilany.com

بعدها تبدأ مرحلة تحويل الـ Analog Signal إلى Digital Numbers بدءا بتقطيع الإشارة إلى Samples باستخدام الـ Sample and Hold كما في الشكل 1-33 ثم مرورهـــــــا بعد ذلك على Analog to Digital Converters.



شكل 1- 33

وقد يستخدم بينهما أو قبل الـ Sample and Hold S/H جهاز الـ Analog Multiplexer فتدخل عليه إشارات الجهد والتيار الستة وتخرج تباعا من مخرج واحد، وبالتالي يمكن أن نستخدم A/D واحدة بدلا من ستة كما في الشكل 1-34.



شكل 1- 34

وبما أنه يستحيل تخزين كل القيم التى يتم قراءتها، فإنه يتم تخزين Cycle أو اثنين من الجهد والتيار فقط في ذاكرة الجهاز (RAM)، وكلما جاءت قيمة جديدة فإنها تحذف أقدم قيمة مخزنة، وهكذا. ثم يتم بواسطة برنامج الوقاية (الـ Algorithm) المخزن بالجهاز تتبع التغير فى قيم هذه الإشارات من خلال المعادلات مباشرة، و بناء على حجم التغير الذى يظهر من القيم الرقمية التى تدخل للجهاز يمكن تحديد ما إذا كان هناك عطل أم لا.

وأمكن استحداث إمكانات جديدة لجهاز الوقاية لم يكن ممكنا تنفيذها باستخدام التكنولوجيا القديمـــــــــة (Static or Electromechanical)، فأمكن على سبيل المثال تغيير قيم الضبط أتوماتيكيا للجهاز، ثم حدث التطور الأكبر لهذه الأجهـــزة بعد تطور نظم الاتصـالات الرقمـية Digital Communications

بحيث صار تبادل المعلومات بين أجهزة الوقاية الرقمية شيئا سهلا مما أحدث ثورة فى إمكانات هذه النوعية من الأجهزة وقدرتها على اكتشاف الأعطال وتصنيفها بدقة هائلة. وأحد الأمثلة تظهر فى الشكل 1-35.

شكل 1- 35 أجهزة الوقاية الرقمية

1-8-4 الجيل الرابع Adaptive Digital Relays

فى أواخر الثمانينيات بدأ التفكير يتجه إلى زيادة الاستفادة أولا من الخبرات التى جناها العاملون فى مجال الوقاية الرقمية خلال السنوات الماضية، وثانيا الاستفادة بدرجة أكبر من إمكانيـــــــات الـ Microprocessor Technology المستخدمة فى هذه الأجهزة، حيث كان حتى هذه الفترة لا تزال أجهزة الوقاية الرقمية تقلد مثيلتها القديمة مع بعض التحسينات.

وكان من أهم التطورات التى أدخلت فى هذا الجيل إدخال إمكانية تعديل قيم الضبط أتوماتيكيا، لاسيما وأن الـ Relay لديه كافة المعلومات عن الشبكة، وكان التحدى فى هذه الفترة هو كيفية التمييز مثلا بين الزيادة الطبيعية فى الحمل، وبين العطل الذى ينشأ تيارا قريبا من تيار الحمل، فيجب ألا يخدع الجهاز بأى زيادة. وهناك أبحاث عديدة فى هذا المجال، وقد ذكرت بعضها فى نهاية الكتاب.

1-8-5 الجيل الخامس Multifunction Digital Relays

فى التسعينيات ظهر تطور جديد على أجهزة الوقاية الرقمية، حيث بدأت الشركات المنتجة فى إدغام العديد من أجهزة الوقاية فى جهاز واحد. وكانت فلسفة ذلك أن الـ Hardware لكل أجهزة الوقاية الرقمية يكاد يكون متشابه، والاختلاف بينهم فقط يكون فى الـ Software المخزن داخله، ومع التطور فى تقنيات التخزين

www.drgilany.com

صار ممكنا تخزين العديد من البرامج الممثلة لأجهزة مختلفة داخل Relay واحد، ولذلك سمى بـ Multifunction Relay بمعنى جهاز حماية متعدد الوظائف.

وبالطبع سيتوارد للذهن أن مشاكل هذه التقنية عديدة ومن أهمها أن توقف هذه الجهاز المتعدد الوظائف يسبب كارثة بسبب غياب منظومة الوقاية بالكامل، بينما فى الماضى كان توقف جهاز يعوضه بقية الأجهزة التى لا تزال تعمل. وبالطبع لم تغب هذه الملاحظة عن فكر المصنعين، فجعلوا له وقاية احتياطية – غالبا تكون من شركة أخرى – كما استغل البعض الآخر وجود أجهزة الوقاية القديمة بالمحطة فجعلها تمثل الوقاية الاحتياطية لهذا الجهاز الجديد وبالتالي يكسب مرتين: مرة حين استفاد من التكنولوجيا الجديدة والتى لها العديد من الميزات، ومرة أخرى حين حافظ على الأجهزة القديمة التى لا تزال تؤدى بصورة جيدة.

6-8-1 أهم ميزات الوقاية الرقمية

فيما يلى أهم الميزات التي تتميز بها أجهزة الوقاية الرقمية:

- Additional monitoring functions.
- Functional flexibility.
- They can implement more complex and accurate function.
- Self-checking and self-adaptability.
- Able to communicate with other digital equipment (peer to peer).
- Less sensitive to temperature ،aging.
- More Accurate.
- Signal storage is possible.
- Low CT /PT burden.
- Metering.
- Fault report.
- Fault location.
- Event logging.
- Oscillography record/fault data information.
- Standard hardware.
- Flexibility in operation.
- Multifunction.
- Communication.
- Adaptive relaying.
- Connectivity with Scada.

.

2 الفصل الثانى

محولات الجهد والتيار

محولات التيار والجهد (CT and VT) يمثلان بوابة الدخول لجهاز الوقاية، فمنهما تدخل إليه كافة إشارات الـ Relaying Signals، وبالتالي فإن أى خطأ أو تشويه فى قراءة هذه الإشارات سيتسبب فى خداع جهاز الوقاية، ويجعله يعمل بطريقة غير مناسبة، وهذا بالتأكيد ليس عيباً فى جهاز الحماية، ولكن عيباً فى CT & VT، ومن هنا وجب العناية بدراسة هذه الأجهزة، والتأكد من دقة عملها، وإلا فلا قيمة لأى مجهود يبذل فى تطوير أجهزة الوقاية طالما الإشارة الداخلة إليها غير سليمة. وحيث أن الجهود والتيارات فى الغالب تكون عالية ولا يمكن أن تدخل مباشرة لجهاز الوقاية، فلذلك تقوم محولات الجهد والتيار بخفض قيمة الجهد والتيار قبل دخولهما لجهاز الوقاية (غالباً في حدود 5 أمبير للتيار، و120 فولت للجهود).

وبصفة عامة فإن وظيفة محولات الجهد ومحولات التيار تتشابه، فكلاهما يؤدى الوظائف التالية:

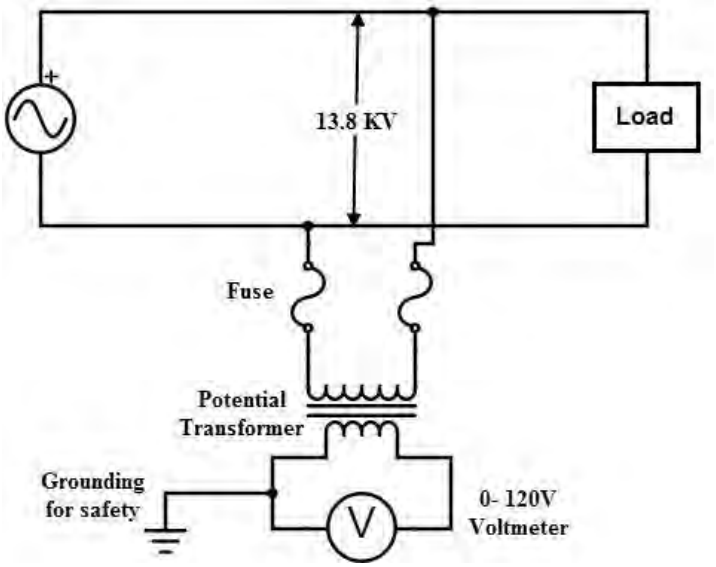
1- تخفيض قيمة الجهد / التيار إلى قيم مناسبة يمكن قياسها بأجهزة القياس أو الوقاية فلا يمكن أن يدخل الجهد والتيار بقيمهما الأصلية على هذه الأجهزة ففي ذلك خطورة شديدة على الأجهزة وعلى المتعاملين مع هذه الأجهزة من البشر. كما أن استخدام هذه القيم الصغيرة ستجعل حجم أجهزة الوقاية والقياس صغيرا.
2- عزل الدوائر الموجودة فى الجانب الثانوي (أجهزة وقاية/قياس) عن الجانب الابتدائي ذى التيارات والجهود العالية.

2-1 محولات الجهد

وظيفة الـ Voltage Transformer, VT، (تسمى أيضا Potential Transformer, PT) أن تقوم بتخفيض الجهد إلى 100 فولت، أو 120 فولت لتغذية أجهزة القياس مثل kV، kW، kWh، kVARh

www.drgilany.com

كما تقوم أيضا بتغذيـــــــــة أجهـــــــــــزة الوقـــــــــاية مثل Directional O/C، E/F، Over/Under Voltage، وكذلك تغذى الـ VTs أنظمة التحكم مثل Interlock. ويتم توصيل محولات الـ PT على التوازى كما في الشكل 2-1.



الشكل 2-1 توصيل محولات الـ VT على التوازى

و محولات الجهد المستخدمة فى القياس والوقاية تختلف أساساً في الـ Rated Power عن المحولات القوى الرئيسية المستخدمة فى الشبكات لرفع أو خفض الجهد، فمحولات القياس ربما لا تتعدى القدرة التى تمر خلالها عدة عشرات من VA، بينما تصل القدرة المارة خلال محولات القوى إلى ما يزيد عن 300 MVA. كما أن محولات الجهد المستخدمة فى القياس أو الوقاية لا تحتاج على سبيل المثال لتبريد، بينما محولات القوى تحتاج إلى تبريد بشكل أساسى لأن القدرة المارة خلالها عالية، ولذا فمن بين الاختلافات عن محولات القوى الاختلاف فى الحجم.

والشكل الحقيقي لـ VT في المحطات الـ Indoor، والمحطات الخارجية Out-door Stations يظهر فى الشكل 2-2.

www.drgilany.com

شكل 2-2 الشكل الحقيقي لمحولات الجهد للجهود العالية والمتوسطة

وهناك نوعان أساسيان لهذه المحولات:

الأول هو ما يعرف بـ Potential Transformer, PT، (أو الـ VT).

والثانى هو Capacitive Voltage Transformer, CVT. وسنتعرض للنوعين بعد عرض المواصفات الأساسية العامة لهذه المحولات.

2-1-1 توصيف محولات الجهد

من أهم المهارات لمهندس الكهرباء عموما ومهندس الوقاية خصوصاً أن يكون قادراً على قراءة الـ Nameplate للأجهزة التي يتعامل معها. فهناك عدة مواصفات لابد أن تكون واضحة قبل اختيار محول الجهد المناسب. وفيما يلى عرضا لأهم مواصفات الـ VT تطبيقاً على الصورة التي تظهر في الشكل 2-3:

1. **Rated voltage** : ويقصد به Nominal System Voltage فى الجانب الابتدائي، على سبيل المثال (69 kV) في الشكل 2-2.

www.drgilany.com

2. **Rated Secondary Voltage:** ويقصد به جهد الجانب الثانوي، على سبيل المثال في الشكل 2-3 تساوى (115 – 67.08) فولت.

3. **Breakdown - Impulse voltage:** وهى أقصى قيمة يتحملها المحول بصورة مؤقتة ولحظية وليس بصورة دائمة، وغالبا ما تكون عند لحظات الأعطال أو توصيل المكثفات في الشبكة مثلا. ويسمى أيضا بالـ Basic Insulation Level, BIL،)350 kV في المثال المرفق(.

4. **Turns Ratio:** وهى نسبة التحويل 350:1 or 600:1 في الشكل. وتختلف حسب أطراف التوصيل المستخدمة.

5. **القدرة المقننة Rated Power :** وتعنى القدرة المسحوبة من جهاز الـ VT لتغذية الأجهزة المركبة عليه، وبالطبع هي قدرة بسيطة لأنه يغذى أما جهاز وقاية أو جهاز قياس وكلاهما لا يحتاج لقدرة عالية .

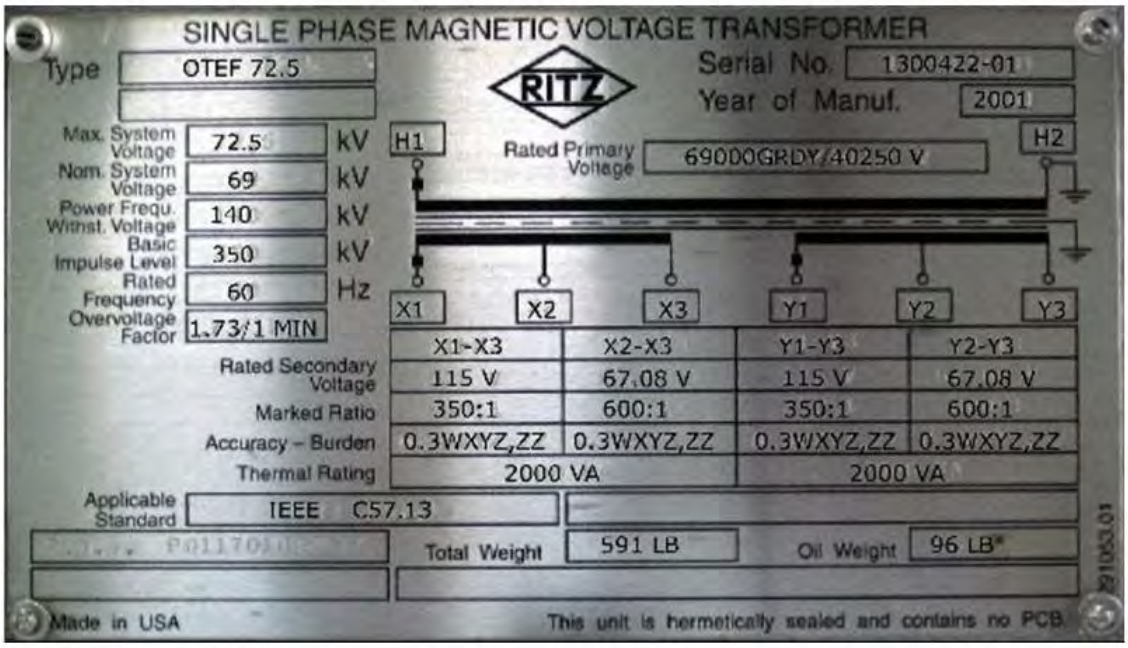
6. **Class Accuracy** : وهذه من أهم المواصفات لأنها توصف نسبة الخطأ فى قراءة محول الجهد من حيث المقدار والزاوية. وبالتالي تحدد هل هذا النوع يناسب الاستخدام مع دوائر الوقاية أم يناسب دوائر القياس وهما المجالان اللذان يستخدم فيهما VT، وتساوى 0.3 في المثال الموجود في شكل 2-3.

وأشهر القيم القياسية لدرجة الدقة للمحولات المستخدمة فى أجهزة القياس هى 0.1، و 0.2، و 0.3، 0.5، و 1.0 و 3.0. أما درجات الدقة للمحولات المستخدمة مع أجهزة الوقاية فهى تتميز بوجود حرف P بعد الرقم مثل 3P and 6P للدلالة على أنها مخصصة لـ Protection. ويلاحظ أنه كلما ارتفعت القيمة كلما كانت نسبة الخطأ المتوقعة أعلى.

7. **الرموز WXYZ** لها علاقة بالـ Rated Power أو الـ Burden التي يتحملها الـ VT، ففي المثال هناك أربع طرق للتوصيل لكن جميعها لها نفس الـ Accuracy = 0.3 ولها نفس الـ Burden =2000 VA، بينما في أمثلة أخرى ستجد أن كل توصيلة تتحمل Burden (VA) مختلف. ودقة الجهاز هنا قدرها 0.3 لجميع التوصيلات طالما أن تحميله في المدى من صفر وحتى قيمة الـ Burden يعنى مثلا من صفر إلى 2000VA في المثال.

www.drgilany.com

لاحظ أن الشركات تنتج الـ VT بحيث يمكن توصيله بأكثر من طريقة وتحصل منه على أكثر من جهد، وبالتالي يمكن توصيل أكثر من جهاز على نفس الـ VT بشرط أن مجموع الـ Burden للأجهزة المركبة لا يتجاوز الـ Burden الخاص بالـ VT.



شكل 2-3

ويظهر أيضا على الـ Nameplate وزن الـ VT، و وزن الزيت المستخدم داخل الـVT لغرض العزل وليس لغرض التبريد.

2-1-2 درجة الدقة Accuracy Class (أو نسبة الخطأ)

تعرف نسبة الخطأ Error بأنها

$$Error = \frac{K_n V_s - V_p}{V_p} * 100$$

حيث
K_n نسبة التحويل
V_s جهد الثانوي
V_P جهد الابتدائي

www.drgilany.com

والمواصفات البريطانية رقم Bs 3941/197s تعطى نسبة الخطأ المسموح بها فى حالة المحولات المستخدمة فى أجهزة القياس أو المحولات المستخدمة مع أجهزة الوقاية طبقاً للجدول **2-1**، والجدول 2–2.

جدول 2–1 حدود الخطأ فى محولات الجهد المستخدمة مع أجهزة القياس

Accuracy Class	0.8- 1.2 (rated voltage)	
	الخطأ فى القيمة %	الخطأ فى Phase (minutes)
0.1	± 0.1	± 5
0.2	± 0.2	± 10
0.5	± 0.5	± 20
1.0	± 1.0	± 40
3.0	± 3.0	غير محدد

جدول **2–2** حدود الخطأ فى محولات الجهد المستخدمة فى أجهزة الوقاية

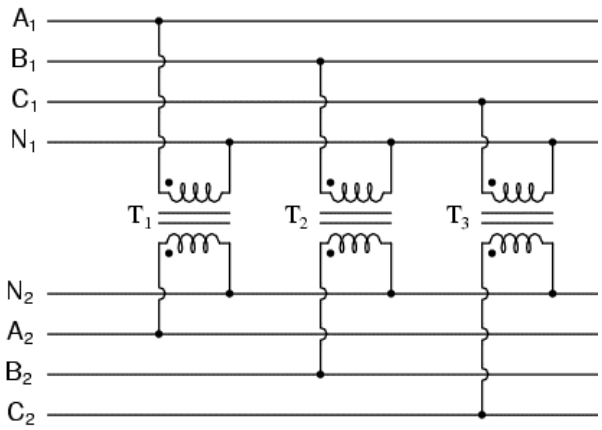
Accuracy Class	0.25- 1.0 (rated burden at 0.8 pf)	
	الخطأ فى القيمة %	الخطأ فى Phase (minutes)
3P	± 3.0	± 120
6P	± 6.0	± 240

لاحظ أن الخطأ Error لا يكون فقط في الـ Magnitude، بل هنـــاك خطأ وارد في الـ Phase angle ومعنى ذلك أن الجهد الذى ظهر في الجانب الثانوي مزحزح Shifted عن الجهد الأصلي في الجانب الابتدائي بزاويـــــــة معينة، وهذا قد يكون غير مرغوب فيه خاصـــــــــــــة في حـــــالات Phase comparison protection.

www.drgilany.com

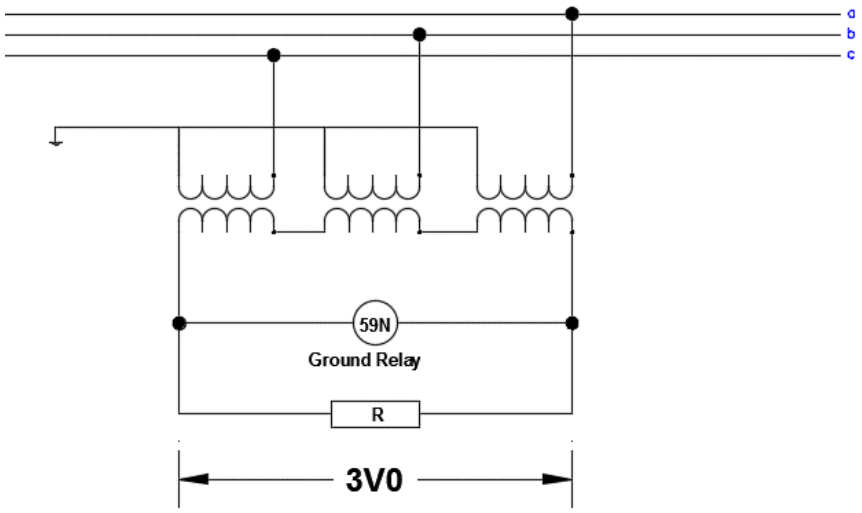
2-1-3 توصيل محولات VT

بصفة عامة، توصل محولات الجهد لقياس الجهد على الأوجه الثلاثة بصورة منفصلة كما في الشكل 2-4، حيث يتم توصيل كل VT بين Phase و Neutral ، وبالتالي تتاح لجهاز الوقاية أن يرى قيمة جهود الأوجه الثلاثة منفصلة عن بعضها (V_A، V_B، V_C).



الشكل 2-4 تركيب الـ VT

غير أنه فى بعض الأحيان تستخدم المحولات لقياس مجموع الجهد فى الـ Phases الثلاثة، وليس الجهد على Phase محدد، كما فى الشكل 2-5.



شكل 2-5 توصيل محولات الجهد بطريقة Residual Connection

www.drgilany.com

وتسمى طريقة التوصيل هذه بـ Residual Connection، وهى مفيدة فى اكتشاف الأعطال الغير متماثلة Unsymmetrical Faults، حيث يكون مجموع الجهود على الـ Three Phases فى حالة العطل لا يساوى صفرا كما هو الحال فى الظروف الطبيعية. ومن ثم فبمجرد ظهور أى جهد على أطراف هذه التوصيلة فإن ذلك يؤكد وجود نوع من أنواع الـ Unsymmetrical Faults. لاحظ أن هذه التوصيلة لا تفيد فى حالة Symmetrical Faults، لأن الجهود ستكون متماثلة، ومجموعها الاتجاهى يساوى صفر، وبالتالي لا يمكن تمييز العطل عن الوضع الطبيعي.

والجهد الذى يظهر على طرفي هذه التوصيلة يسمى Residual Voltage. و هذه التوصيلة تفيد أيضا فى قياس ما يسمى Zero Sequence Voltage، حيث أنه من المعلوم أن $V_{residual}$ يساوى ثلاث أمثال Zero Sequence Voltage وهو يساوى مجموع الجهود الثلاثة. وأخيرا نشير إلى أن هذه التوصيلة تسمى أيضا Broken Delta، والسبب واضح من الرسم، فهى تشبه دلتا مفتوحة فى نقطة.

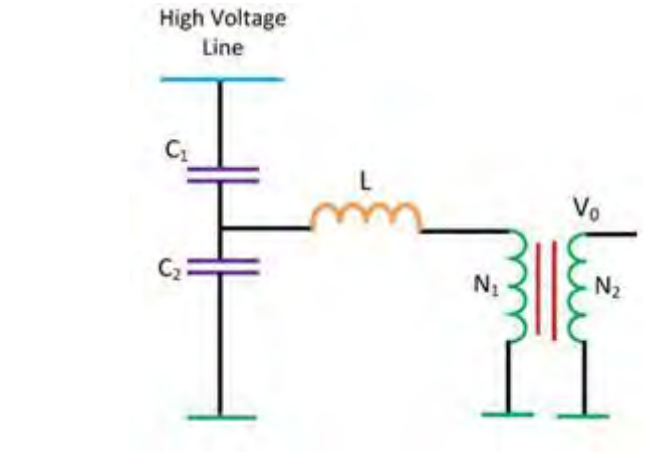
2-1-4 استخدام المكثفات فى قياس الجهد

فى حالة الجهود العالية جداً يصبح استخدام محولات الجهد العادية مكلف جداً، لأن العزل المطلوب سيكون عالياً. وللتغلب على هذه المشكلة بطريقـــــــــــة اقتصادية يتم استخدام ما يعرف بـ Capacitor Voltage Transformer، ويرمز له بالرمز CVT لتمييزه عنVT العادى، ويتم توصيله كما فى الشكل 2-6 الذى يمثل قراءة الجهد على أحد الـ Phases، وفكرة هذا النوع تمثل فى الواقع ما يعرف بـ Capacitor divider، حيث يتوزع الجهد العالي على عدد من المكثفات، ويتم قراءة الجهد الأقل على آخر هذه المكثفات من ناحية الأرض بواسطة VT العادى، حيث أصبح الجهد الابتدائي الآن يمثل نسبة صغيرة من الجهد الأصلي، لأن $C_2 >> C_1$، ومن ثم تكون $X_{C2} << X_{C1}$. لاحظ الصورة فى الشكل 2-6 تمثل الوضع الفعلى للتوصيل.

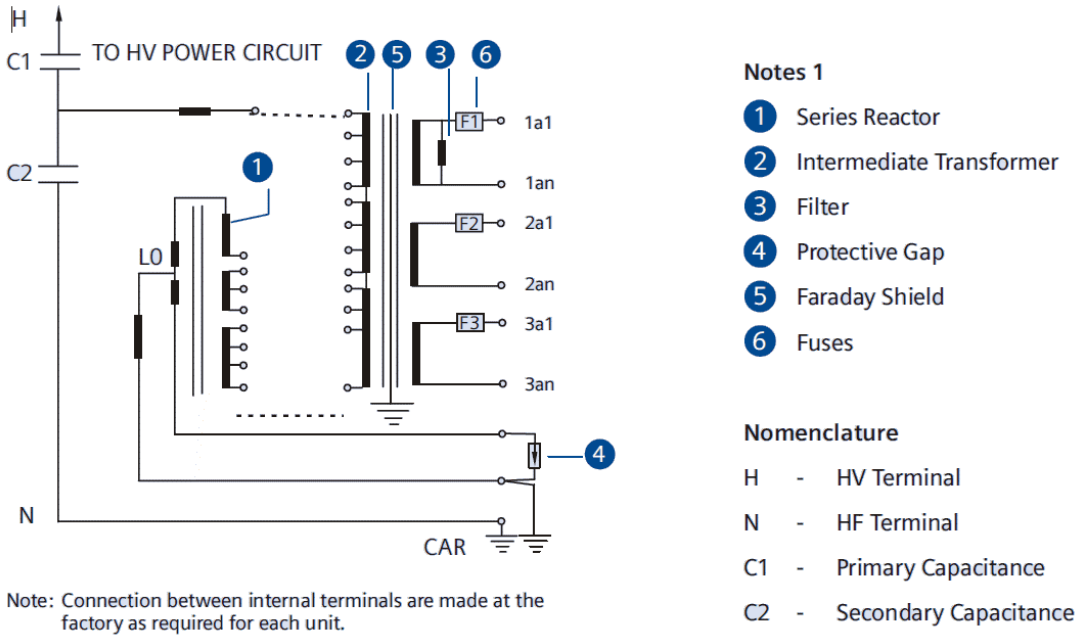
يعيب هذا النوع من CVT وجود تشوه فى شكل الموجة أكثر من الـ VT العادى، وهذا شيء متوقع بسبب وجود المكثفات فى الدائرة، لكن هناك عدة طرق لعلاج هذه التشوهات فى شكل الموجة منها إضافة هذا الـ Coil الذى يظهر في الشكل على التوالي معه. وهناك طرق أخرى تستخدم مع أجهزة الوقاية الرقمية لاسترجاع شكل الموجة الأصلي بدون تأثير المكثفات. وفى نهاية الكتاب بعض الأبحاث المنشورة للمؤلف فى هذا المجال.

www.drgilany.com

ونظرا لوجود المكثفات على جهة ومقاومة أجهزة القياس من جهة فسيكون هناك Phase shift بين جهد الابتدائي والثانوى وهذا بالطبع غير مرغوب فيه، ولذا فكل أجهزة CVT تزود من جهة الابتدائى بـ Compensating Inductance, L كما في الشكل التالى تعمل على تعويض هذا الـ Phase shift وتكون قيمتها



$$L = \frac{1}{\omega^2 (C_1 + C_2)}$$

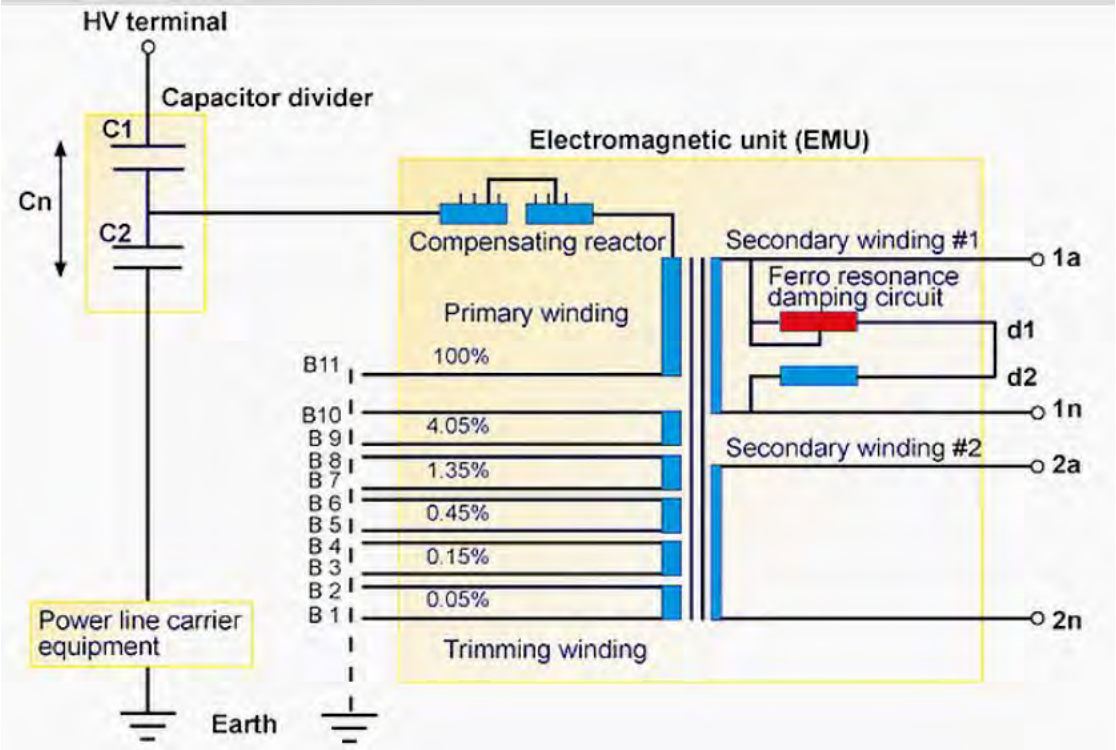


شكل 2-6

لاحظ وجود خطوط رأسية مرسومة بين الملفين وهى ترمز لما يسمى: Faraday's shield وعمليا هي طبقة معدنية تلف حول الملف الابتدائي وتؤرض قبل أن يلف الملف الثانوى حولها ووظيفتها حجب الـ noise.

www.drgilany.com

وعمليا يكون الـ Compensating Reactor متغير كما في الشكل التالى الذى يظهر كيف يمكن التحكم في هذا الملف. ونظرا لوجود مكثف على التوالي مع ملف فهناك احتمال لحدوث Resonance لذا يزود الجانب الابتدائي بـ Ferro-resonance damping circuit (Resistance) من أجل تجنب حدوث تيار عالى لو حدث رنين.



والشكل التالى يظهر نموذج للـ Name plate الخاص بأحد هذه المحولات . وأهم المعلومات التي تظهر عليه هي:

- Name of the manufacturer
- Insulation level
- Standard
- Capacitance
- Primary capacitance
- Secondary capacitance
- Highest system voltage

www.drgilany.com

- Rated Voltage factor
- Rated frequency
- Simultaneous burden
- Thermal burden
- Total weight of CVT
- Total weight of oil
- Year of manufacturing
- Primary and secondary voltage
- VA burden
- Accuracy class
- Fuse rating

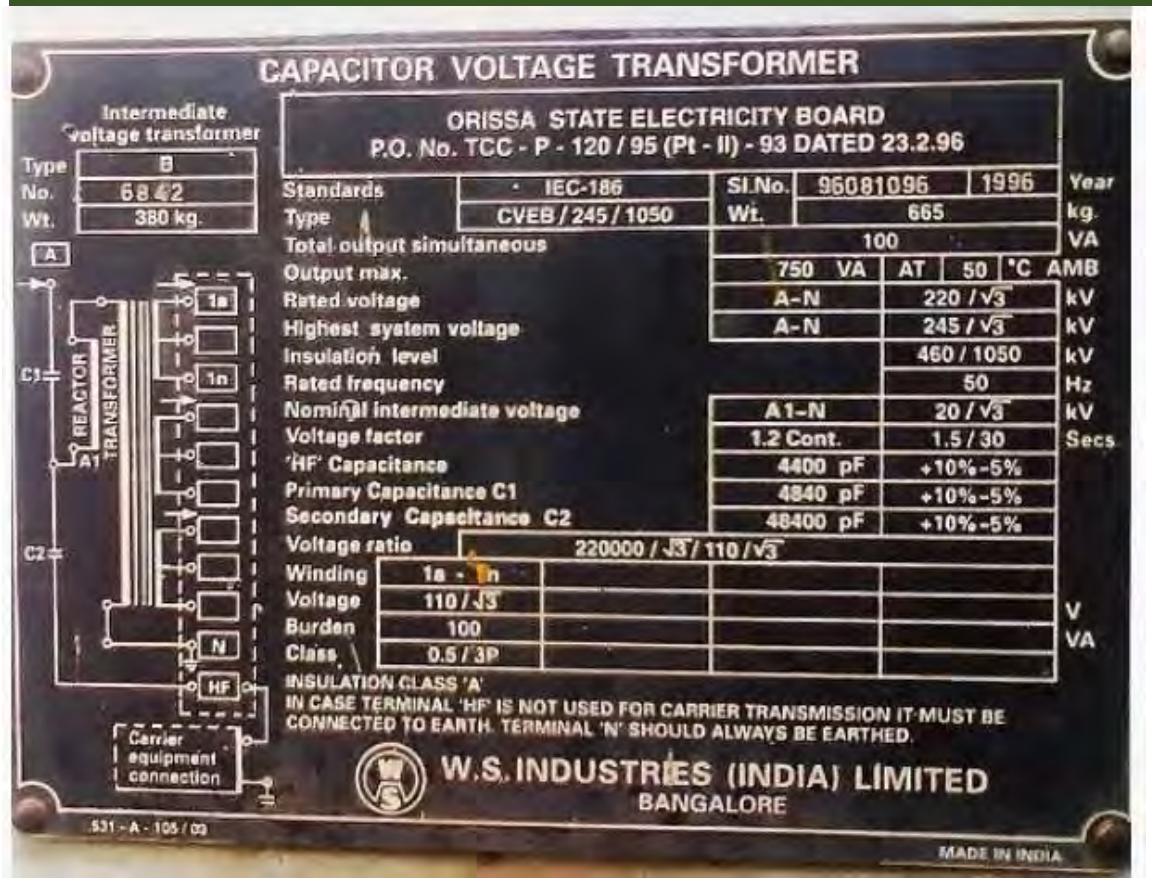
البند الثانى الخاص بالـ Insulation level يعرف بثلاث قيم وهى قيمة الجهد أثناء التشغيل العادى والثانية هي القيمة التي يتحملها أثناء حدوث Overvoltage والذى يمكن أن يحدث بسبب:

- Phase to earth faults
- Load rejection
- Ferro resonance
- Ferranti effect

أما القيمة العظمى فتلك التي يتحملها أثناء حدوث lightening وهى الثلاث قيم التي تظهر تباعا في الشكل. أما البند الرابع فهو خاص بقيم المكثفات ونسبة التجاوز Tolerance المسموح به في قيمها .

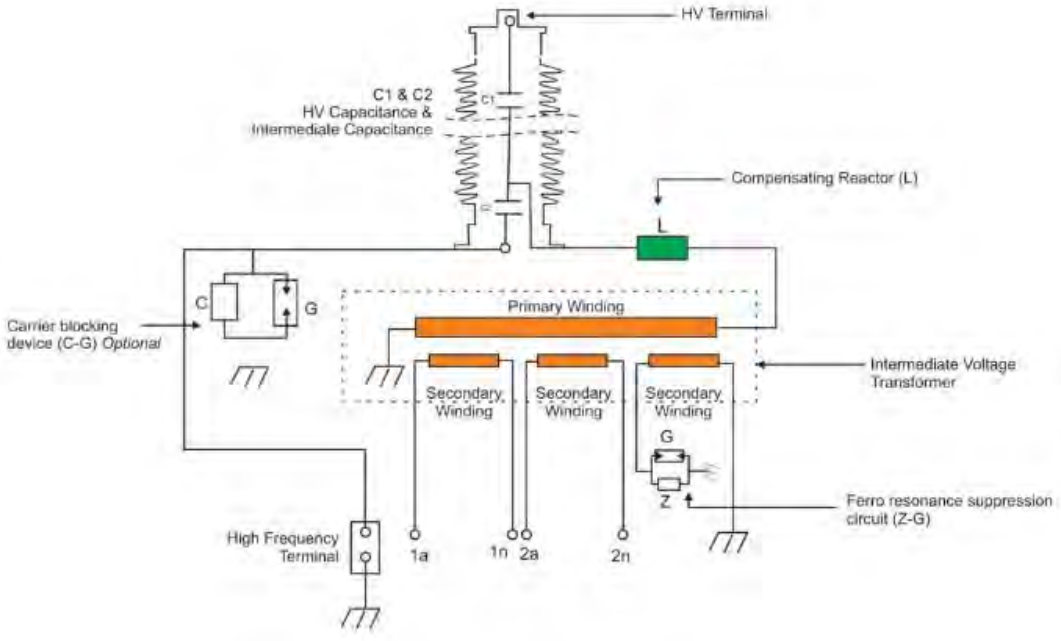
لاحظ أن قيم الجهد معطاة كـ Single Phase وذلك أن هذه المحولات لا تستخدم إلا لقياس الـ Phase Voltage ولا يوجد منه سوى 3-single phase type . وبقية المعلومات مشابهة للمعلومات التي تظهر على أجهزة CT and VT العادية.

www.drgilany.com



والشكل التالى يبين الصورة الحقيقية لهذه النوعية من المحولات. لاحظ أن المكثفات تقع داخل العمود الرأسي Bushings كما في الشكل المبسط بعد الصورة الذى يمثل CTV له 3 secondary windings. أما الملفات فتقع في صندوق اسفل هذا العمود الرأسي.

www.drgilany.com



شكل 2-6 استخدام المكثفات فى قياس الجهد

مصادر الأخطاء والمشاكل في اختبار هذا النوع من المحولات متعددة ومنها:

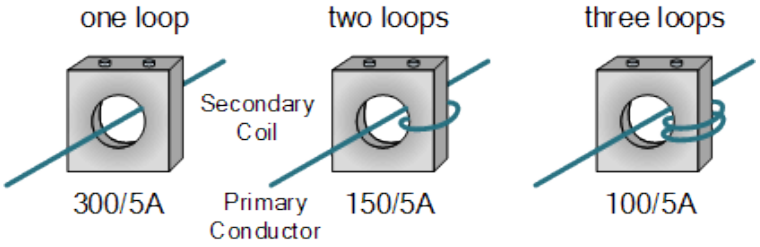
- من الأخطاء شائعة عند اختبار هذا النوع استبعاد المكثفات من القياس، وهذا يعتبر خطأ جوهرى، لأن المكثفات جزء لا يتجزأ من المحول، بل إن الاختبار يجب أن يشتمل على فحص قيمتين: الأولى قياس الـRatio، والثانى قياس Phase shift displacement الحاصل بين جهد الابتدائى والثانوى والذى يتسبب فيها وجود المكثف . (ملحوظة: يستخدم الـ Compensating Reactor من أجل تصحيح هذا الـ Phase Displacement، وهذا الـ Reactor أيضا جزء لا يتجزأ من محول الـ CVT)، وبالتالي يجب أن يتم القياس بين طرفى H1, H2 من جهة، وبين X1, X2 من جهة أخرى وتقاس القيمتين السابقتين ونسبة الخطأ في كلاهما .
- البعض قد ينسى أن الخطوة الأولى دائما في الاختبار (بعد عزل المعدة من الجهتين) هو تأريض أطراف كابلات الدخول والخروج على المحول قبل بدء الاختبار لتفريغ أي شحنات.
- أحد أهم مصادر المشاكل في هذا الاختبار هي المكثفات، فمن الضرورى التأكد أن نسبة C1/C2 هي بالفعل كما هي مدونة على الـ Name Plate (غالبا في حدود 7.5-10 حسب المحول) وأى خطأ في هذه النسبة سيسبب خطأ في قراءة الـ TR . وبالطبع فالـ Intermediate Transformer برئ من هذا الخطأ، والمتسبب فيه هو الخلل أحيانا في بعض طبقات أحد المكثفات ولذا أنصح بالتأكد من هذه النقطة لأن العيب قد يكون في أحد المكثفات.
- الملاحظة الأخيرة وهى خاصة بهذا النوع من المحولات فقط هو تأثر الـ Ratio بنسبة التحميل ولذا يتم الاختبار على 25%، و 100% من قيمة الـ Rated Burden المدون على الـ Nameplate (الذى قد يكون مثلا 100VA)، ويقاس الخطأ في الحالتين (ويفترض ألا يكون الفرق كبيرا).

2-2 محولات التيار CT

على عكس محولات القوى أو حتى محولات الـ VT فإن ملفات الابتدائي في الـ CT تكون قليلة العدد جدا، ومصنوعة من سلك يتحمل التيارات العالية ملفوفا على Core كما في الشكل 2-7.

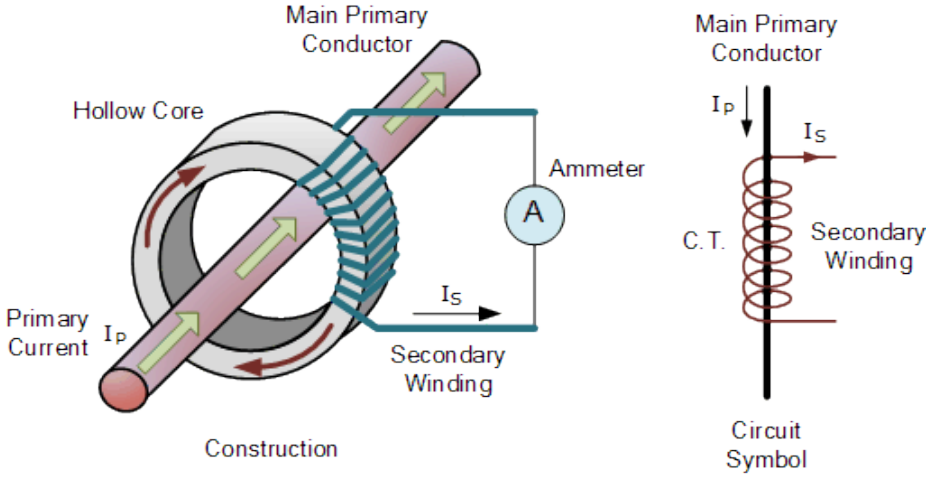
لاحظ أن نفس الـ CT يمكن استخدامه مع تيار Primary أقل وذلك بزيادة عدد لفات الـ Primary مع تثبيت عدد لفات الـ Secondary كما في الشكل.

www.drgilany.com



شكل 2-7

أو ربما يكون الـ Primary عبارة عن BB سميك أو كابلات Single core تخترق فتحة الـ core المركب عليه لفات الثانوي كما في الشكل 2-8.



شكل 2-8

وهناك أنواع وأشكال متعددة للـ CT، فأحد هذه الأنواع هو الـ Window Type. وهذا النوع من المحولات يتم توصيل كل Phase داخل CT منفصل كما في الشكل 2-8.

www.drgilany.com

وهناك نوع آخر من الـ CT هو الـ Split Core حيث يمكن في هذا النوع فتح الـ Core ثم غلقه لتمرير سلك الابتدائي كما في الشكل 2-9.

شكل 2-9

وهناك نوع ثالث يشبه الـ Window type لكن تمر في فتحته الـ Three Phases كلهم، وليس one phase، ويسمى بالـ Toroidal type كما في الشكل 2-10.

شكل 2-10

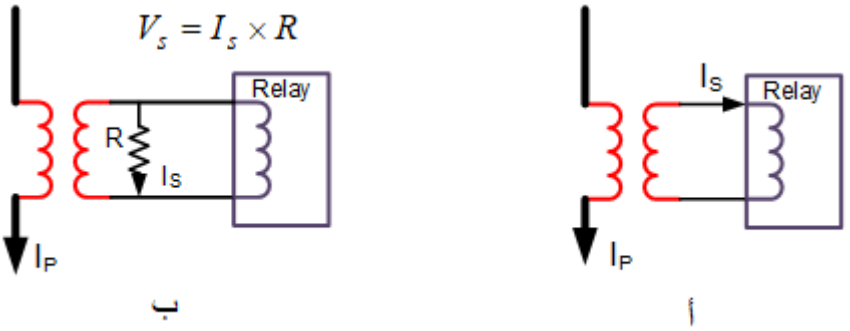
وظيفة محول التيار عموما أن يغذى جهاز القياس أو الوقاية بتيار صغير تتناسب قيمته مع التيار الأصلي المار فى الدائرة، ويفضل دائما أن تكون قيمة تيار الجانب الثانوي فى حدود أقل من 5 أمبير فى الأحوال

www.drgilany.com

الطبيعية، ويتم ذلك باختيار نسبة تحويل معينة تعرف بـ Turns Ratio، ولها قيم قياسية أشهرها على سبيل المثال: 5 :100 – 5 :200 – 5 :300، حتى تصل إلى أقصى قيمة عمليا وهى 3000:1.

2-2-1 توصيل محولات التيار مع أجهزة الوقاية

فى بعض الأحيان يتم توصيل الملف الثانوي مباشرة إلى الـ Relay، بمعنى استخدام تيار الثانوي مباشرة ليمر فى ملف جهاز الوقاية كما فى الشكل 2-11 أ وهذا كان الأصل فى أجهزة الوقاية الإلكتروميكانيكية. وفى أحيان أخرى يتم توصيل مقاومة صغيرة جدا بين طرفي الملف الثانوي – تصل إلى جزء من عشرة من الأوم – وينشأ عليها جهد يتناسب مع قيمة التيار المار فى الملف الثانوي للـ CT، كما فى الشكل 2-11 ب. وهذا الأسلوب يستخدم غالبا مع أجهزة الوقاية الرقمية والتى تحتاج إلى تحويل التيار إلى جهد تمهيدا لتحويله إلى Digital Numbers بواســـــــطة A/D Converter.

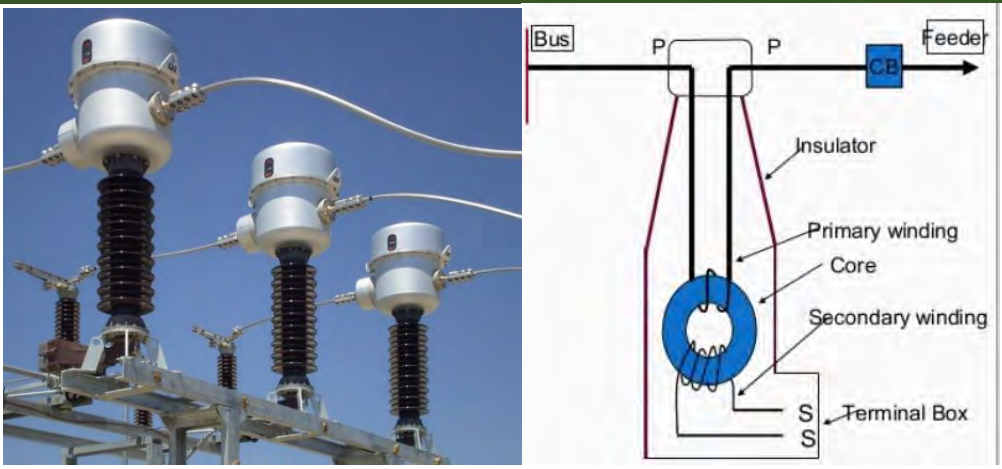


شكل 2-11 توصيل محولات التيار مع أجهزة الوقاية

والشكل الحقيقي لمحولات التيار فى المحطات Outdoor يظهر فى الشكل 2-12. لاحظ أن الـ CT يقطع الخط لأنه يجب أن يوصل على التوالي على عكس الـ VT الذى ظهر في الشكل 2-2 والذى يوصل على التوازى وبالتالي لم نحتج لقطع الخط.

ويتم توصيل طرفي الملف الابتدائي فى محولات التيار على التوالي داخل الدائرة المراد قياس تيارها كما في الشكل 2- 12 (الأيمن)، فى حين يوصل جهاز الوقاية/القياس بين طرفي الملف الثانوي محول التيار.

www.drgilany.com



شكل 2-12 الشكل الحقيقي لمحولات التيار

2-2-2 النظرية الأساسية لمحول التيار

من المعروف أن تيار الثانوي يتناسب مع تيار الابتدائي طبقا للنظرية العامة للمحولات، بمعنى أن

$$I_P = I_s * \frac{N_s}{N_p} = I_s * N$$

حيث N هى النسبة بين عدد لفات الملف الثانوي إلى عدد لفات الملف الابتدائي، وهى التى تسمى بـ Turns Ratio.

وعند توصيل محول تيار إلى جهاز ما للوقاية أو للقياس وبفرض أن لهذا الجهاز معاوقة Burden قيمتها Z_B كما في الشكل 2-13، فإن التيار المار بالابتدائي سوف ينشأ فيضا مغناطيسيا قيمته تساوى ($\phi = B \times A$). وهذا الفيض سيتسبب في ظهور جهد بين طرفي الثانوي يرمز له بالرمز E_S. و أقصى قيمة لهذا الجهد تعرف بـ Knee-point Voltage، E_K، وتحسب من: Eq. 2-1

Eq. 2-1: $E_s = E_K = 4.44 \times N \times F \times A \times B$

وإذا استخدمت الوحدات الأمريكية فستتغير الصورة قليلا لتصبح كالتالى:

Eq. 2-1: $E_S = 4.44 \times F \times A \times N \times B_{max} \times 10^{-8}$

www.drgilany.com

حيث

A	هى مساحة مقطع القلب الحديدي للمحول (in^2)
F	التردد (50 Hz)
N	هى Turns Ratio
B_{max}	كثافة الفيض $lines/in^2$

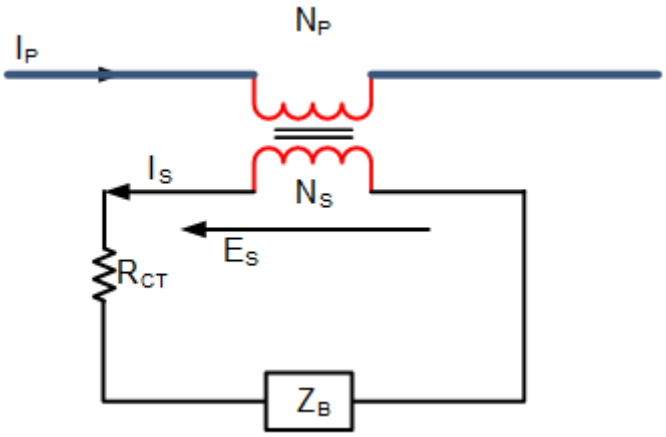
ملحوظة: إذا استخدمت وحدات m^2 لمساحة المقطع، ووحدات Wb/m^2 لكثافة الفيض فستحصل على E_S بالفولت دون الضرب فى 10^{-8}.

حيث F هى التردد ويقاس بالهرتز Hz، وN هى نسبة التحويل، و B هى كثافة الفيض فى القلب الحديدي وتقاس بـ ($Tesla = Wb/m^2$)، و A هى مساحة مقطع القلب الحديدي وتقاس بـ m^2.

والجهد E_S يتسبب فى مرور تيار I_S خلال جهاز الحماية الذى له معاوقة Z_B. وبالتالي يظهر على طرفي جهاز الحماية/القياس جهد قدره $V_{o/p}$ يساوى حسب Eq. 2-2:

Eq. 2-2: $$V_{o/p} = I_S Z_B = E_S - I_S R_{CT}$$

حيث R_{CT} تمثل المقاومة المكافئة لأسلاك محول التيار المستخدم، وقد يضاف لها مقاومة أسلاك التوصيل R_L.



شكل 2-13: النظرية الأساسية لمحول التيار.

www.drgilany.com

2-2-3 تأثير تيار الـ Magnetization في محولات التيار

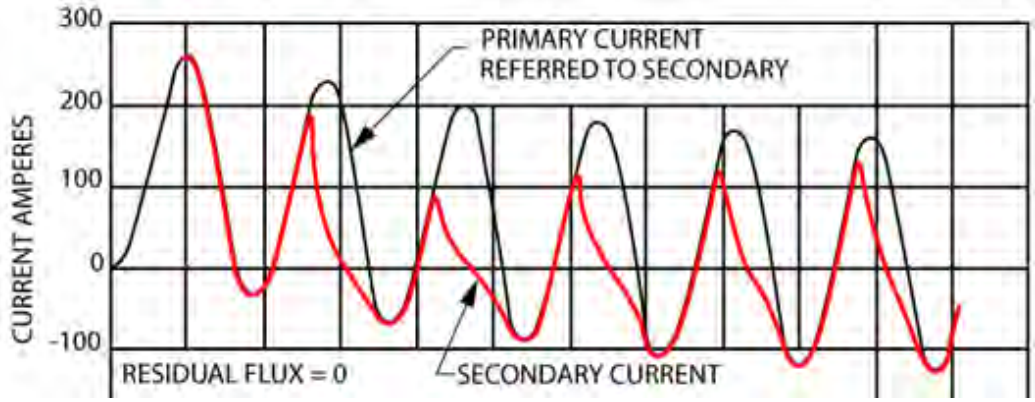
كثيرا ما يتم التعبير عن أداء محولات التيار بدلالة قيم تيارات الدخول والخروج فقط، فالمحول 100/5 يسحب في جانبه الابتدائي 100A، ويتولد في الثانوي 5A. وهذا الكلام يقبل نظريا فقط!!. لأن الواقع أن هناك تيار ثالث سيمر في المحول ويظهر في الجانب الابتدائي فقط هو الـ magnetization current. ويسمى أيضا Excitation currents، وهذا التيار هو المسئول عن توليد الفيض في القلب الحديدي.

وهذا الـ magnetization current هو تيار non linear وفيه تشوه Distortion بدرجة عالية كما في الشكل 2-14 (لاحظ أن تيار الثانوي ليس Sin wave مثل تيار الابتدائي)، ويتسبب هذا التشوه في حدوث مشكلتين:

1- حدوث error في النسبة الفعلية بين تيارى الابتدائي والثانوي

2- حدوث phase shift فى الزاوية بين التيارين.

ونسبة الـ Error غالبا تكون صغيرة طالما أن التيار في حدود الـ rated current، لكن المشكلة أن هذا الخطأ تزيد نسبته كلما زاد التيار المسحوب فوق الـ Rated value (أثناء حدوث العطل مثلا). راجع الجزء الخاص بدقة قياسات محولات التيار لاحقا في هذا الفصل.



الشكل 2-14

2-2-4 ما المقصود بمصطلح الـ Burden ؟

يعرف الـ Burden بأنه قيمة الـ load مقاسة بالـ VA، أو قيمة المعاوقة الموجودة فى دائرة الجانب الثانوي للمحول مقاسة بالأوم. وهذا التعريف يصلح لمحولات الجهد ومحولات التيار معا لكن مع محولات الجهد

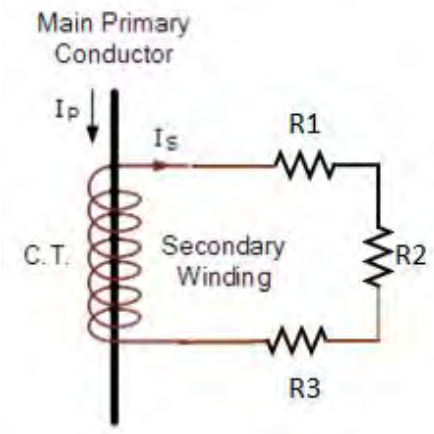
www.drgilany.com

يعرف بقيمة الـ VA-load، أما في محولات التيار فيعرف الـ Burden بالمقاومة الموجودة فى دائرة الملف الثانوي للمحول.

ولكن بالطبع هما متكافئان ويمكن استنتاج أحدهما بدلالة الآخر، فعلى سبيل المثال فمحول التيار الذى يتحمل Burden قدره 12.5 VA وتياره الطبيعي فى الثانوي يساوى 5A يمكنه فى الواقع تحمل توصيل Burden قدره:

$$Z_B = VA / I^2 = 12.5 /25 = 0.5\ \Omega$$

لاحظ أنه عند إضافة جهاز جديد إلى الـ CT Secondary فهذا يعنى معاوقة جديدة تضاف على التوالي، لأن الأجهزة تضاف على التوالي في خرج الـ CT وليس على التوازى كما في الشـــــكل 2-15

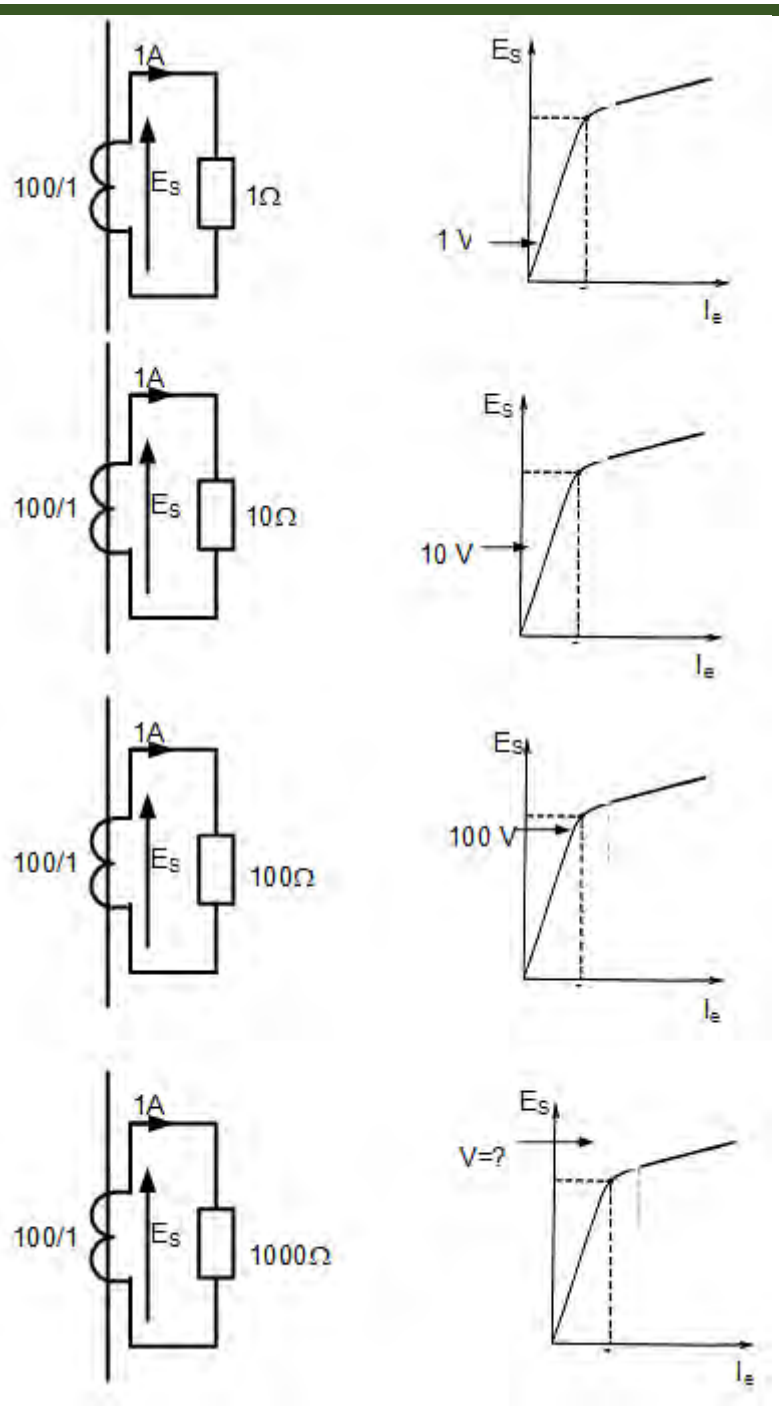


شكل 2-15

وكلما زاد الـ Burden كلما احتاج الـ CT إلى سحب تيار أكبر من المصدر وبالتالي يحتاج إلى magnetization current أعلى ليحصل على فيض أكثر في القلب وهذا يعنى مزيدا من التشوه في تيار الـ Secondary ومزيدا من الانخفاض في دقة القياس (لأننا دخلنا أكثر إلى منطقة الـ Saturation). ولذا لا يجب وضع أكثر من جهاز على نفس الـ CT سوى بحذر وبحساب.

أما في وجود حمل واحد فقط، فإن احتمال الدخول في الـ Saturation يكبر كلما كان الـ Burden الموضوع على أطراف الـ CT كبيرا بفرض ثبات التيار المسحوب كما في الشكل 2-16.

www.drgilany.com



شكل 2– 16 تأثير معاوقة جهاز الحماية على احتمالية تشبع محول التيار

www.drgilany.com

وبصفة عامة فالـ Burden من النقاط الهامة التى لابد أن تؤخذ فى الاعتبار عند اختيار محول التيار، وهى تشمل: قيمة مقاومة الأسلاك + مقاومة جهاز الوقاية نفسه. وعلى ضوء قيمة هذه المعاوقة التى يراها محول التيار فى دائرة الملف الثانوي له فإننا يمكننا تحديد إلى أى مدى يمكن استخدام هذا المحول فى مجال القياسات العامة Measurements أو مجال الوقاية.

يلاحظ أنه كلما كان جهاز الوقاية يمثل Low burden (أى مقاومة صغيرة) على محول التيار كلما كان ذلك أفضل، لأننا لن نحتاج فى هذه الحالة إلى محول ذى قدرة عالية. وهذه إحدى الميزات العديدة لأجهزة الوقاية الرقمية لأنها تمثل low burden مقارنة بأنواع أجهزة الوقاية التقليدية Electromagnetic or Static Relays).

ملاحظة هامة:

تأثير توصيل أكثر من جهاز على التوازى في حالة الـ VT يتشابه نوعا ما مع الـ CT، وذلك لأن الأجهزة المضافة توصل على التوازى في الـ VT وبالتالي فالمعاوقة الكلية تصغر، وبالتالي فالتيار المسحوب من الابتدائي سيكبر، ولكن هذا سيقلل أيضا من الدقة.

مثال 2 -1

احسب أقصى مقاومة لجهاز حماية يركب بين طرفي محول تيار له المواصفات التالية:

$N = 2000/5$
$R_{CT+L} = 0.31$ ohms
$I_{Pri\text{-}max} = 40$ kA
$B_{max} = 1.6$ Tesla
Core CSA = 20 cm^2

الحل

$N = 2000/5 = 400$

$I_{s\text{-}max} = 40000 \times 5/2000 = 100A$

من Eq. 2-1، نجد أن

E_K (max.) $= 4.44 \times N \times F \times A \times B_{Max}$

www.drgilany.com

$E_K = 4.44 \times 400 \times 50 \times 20\ 10^{-4} \times 1.6 = 284$ Volts

ومن قيمتى الجهد الأقصى والتيار الأقصى يمكن معرفة أقصى حمل Burden توصل بين طرفي محول التيار وتساوى حسب Eq. 2-2

$$V_{o/p} = I_S Z_B = E_S(E_k) - I_S R_{CT}$$

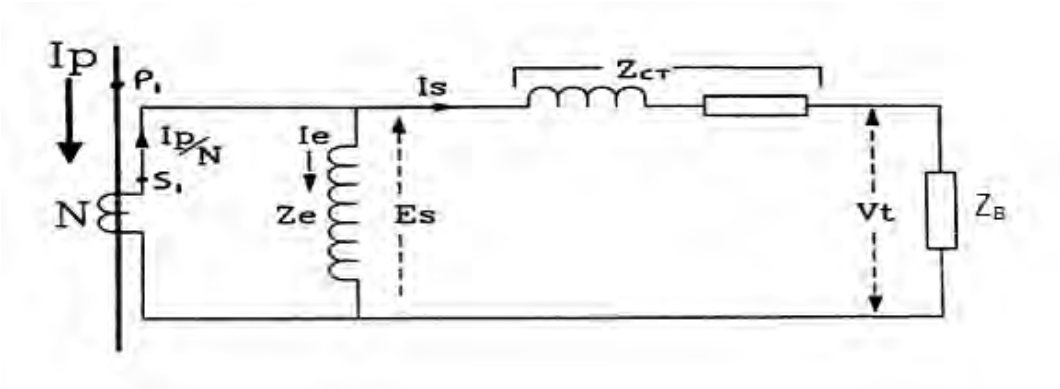
$(Z_B + R_{device}) = R_{max} = 284 / 100 = 2.84$ ohms

وحيث أن مقاومة محول التيار ومقاومة أسلاك التوصيل معا تساوى 0.31 ohm فإن أقصى مقاومة لجهاز ما يوصل بين طرفي محول التيار تساوى

$Z_B = 2.84 - 0.31 = 2.53$ ohms

2-2-5 منحنى المغناطيسية Magnetization curve

من المعروف أن لكل CT منحنى مغناطيسية خاص به يوضح العلاقة بين الجهد الذى ينشأ فى الملف الثانوي والتيار المسبب للفيض، وهو التيار المعروف بـ Excitation Current I_e، أو الـ magnetization current . وهذا التيار يمثل جزءا صغيرا من التيار المتولد فى الجانب الثانوي، وهو يسحب داخل المعاوقة الداخلية لمحول التيار Z_e التى تظهر ضمن الدائرة المكافئة لمحول التيار فى الشكل 2-17. لاحظ أن جهاز الوقاية/القياس المركب بين طرفي الثانوي يسحب الجزء الأكبر من تيار الثانوي.



شكل 2-17 الدائرة المكافئة لمحول التيار

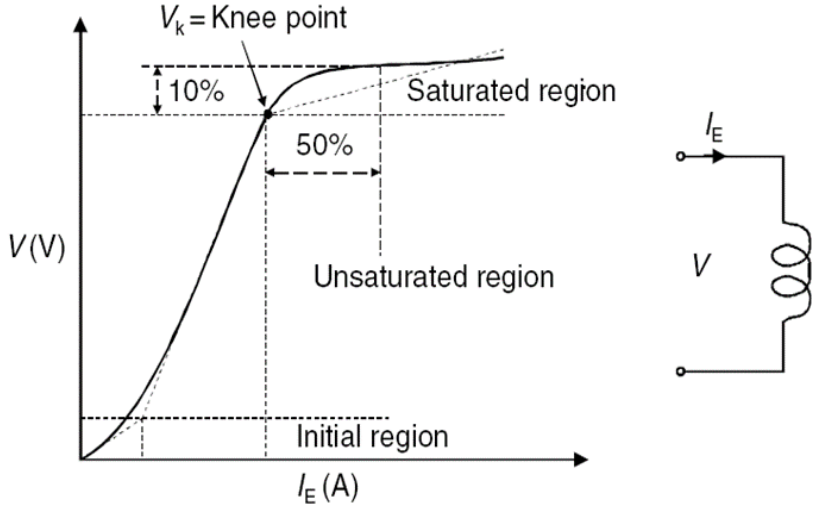
هام: لاحظ في الشكل السابق أنه عند حدوث تشبع فإن معدل تغير الفيض سيساوى صفر تقريبا وهذا يعنى أن X التي ظهرت في الشكل السابق ستصبح Short كما في حالة الـ DC ويمر كل التيار خلالها

www.drgilany.com

فيرتفع قيمة Excitation Current وينخفض قيمة التيار المار في الحمل. وهذا ما يفسر أن أثناء التشبع ينخفض التيار في الثانوى بشدة وقد يصل إلى الصفر.

ويعرف منحنى المغناطيسية الذى يظهر فى الشكل 2-18 بـ Magnetization Curve، أو Excitation Curve. وتوجد عليه نقطة Knee-point، وتسمى نقطة الانقلاب.

وتعرف هذه النقطة طبقا لـ IEC (International Electrotechnical Commission) بأنها النقطة التى تتسبب فى زيادة قدرها 10% فى قيمة الجهد E_s نتيجة ارتفاع قيمة التيار I_e بمقدار 50%. بمعنى آخر، أنها وهى النقطة التى يبدأ بعدها CT فى دخول مرحلة ما يسمى بالـ Saturation. وأغلب محولات التيار يجب أن تعمل فى المنطقة الخطية قبل هذه النقطة حتى لا يحدث تشبع للمحول كما سيتضح لاحقا.



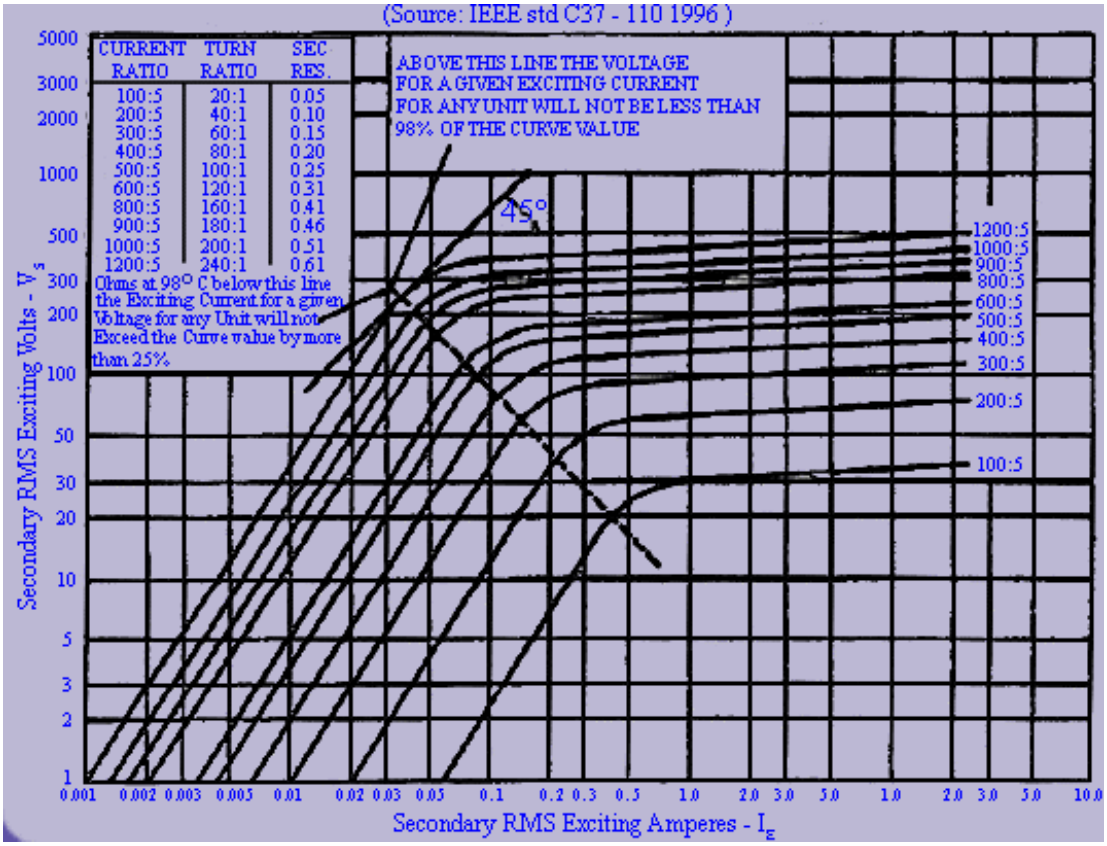
شكل 2-18 منحنى المغناطيسية فى محولات التيار

وأفضل أنواع الـ CT هو ما يعرف بـ Class-C حيث يكون الفيض المتسرب من قلب هذا المحول أقل ما يمكن، ودقة هذا المحول تساوى ±10% تقريبا.

ومن الشكل 2-19 الذى يمثل منحنى حقيقى يمكن معرفة المقاومة الداخلية للمحول والتي تستخدم كثيرا في حسابات التصميمات، على سبيل المثال فإن المحول Class C 1200:5 له مقاومة داخلية قدرها 0.61 Ω كما هو واضح من الجدول الداخلى أقصى يسار الشكل.

www.drgilany.com

والأهم من ذلك هو معرفة قيمة الجهد الذى تنتهى عنده المنطقة الخطية لكل نوع، فمثلا محول التيار CT 100:5 يمكن استخدامه طالما الجهد بين طرفيه (جهة الثانوي) في حدود 20V فإذا مر تيار عطل وتسبب في ظهور جهد أعلى من ذلك فهذا يعنى أن المحول سيدخل منطقة التشبع.



شكل 2-19

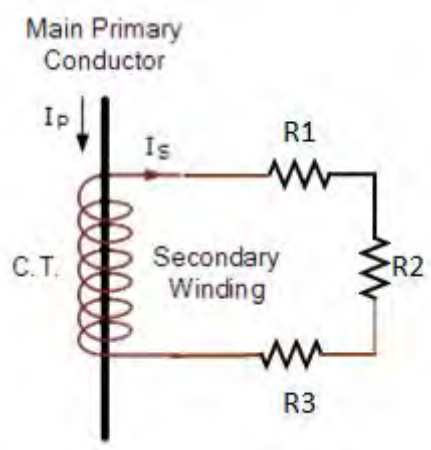
6-2-2 ما معنى CT Class C / 400V ؟

معنى الـ 400V هو أن هذه أقصى قيمة تظهر بين طرفي الـ CT فى وجود الـ Burden وتظل الدقة فى حدود ±10%. وهذا يعنى أنه تيار العطل يمكن أن يزيد بحد أقصى أن ينشأ في الثانوي جهدا لا يزيد عن 400 فولت، فإذا كان الـ Burden لا يتجاوز 1 أوم فهذا معناه أن تيار العطل يمكن أن يصل إلى 400 أمبير وتظل الدقة في الحدود المسموح بها. أما إذا كان الـ Burden مثلا 4 أوم فهذا يعنى أن محول التيار في هذه الحالة يمكن استخدامه بحد أقصى 100 أمبير فقط فى الثانوي حتى يظل الجهد في حدود الـ 400V.

www.drgilany.com

Typical C classes are: C10، C20، C50، C100، C200، C400 and C800

لاحظ أنه عند تركيب أكثر من جهاز على نفس محول التيار فإنهم يوصلون على التوالي كما في الشكل 2-20، وليس على التوازى كما هو الحال فى محولات الجهد.



شكل 2-20

مثال 2 -2

A. Class-C CT with 600/5 is connected to a relay which is expected to operate for 7000A primary current. Will the CT saturate at this burden ? Also ،comment on the ratio error. The internal Resistance = 0.31 Ω , Burden = 3.5 Ω

Answer:

Secondary current $I_s = \frac{7000}{600} \times 5 = 58.33\text{A}$

$V_s = 58.33\ (3.5 + 0.31\ ) = 222.25\text{V}.$

From the excitation curve (Fig 2.19) of 600/5 CT ،the CT will start to saturate at a value around 120V. That means in our case that the CT will be in deep saturation and % ratio error will exceed the limits.

www.drgilany.com

مثال 2 -3

A 1200/5 ،C400 CT with excitation curves shown in Fig. 2.19 ،is connected to a 2.0 Ω burden.

- Will the CT saturate with a fault current = 20 rated current?
- What is the maximum symmetrical fault current that may be applied to this CT without exceeding a 10% ratio error ?

Answer:

CT ratio = 1200/5

Secondary resistance = 0.61 Ω (from Fig. 2-19)

Relay burden = 2 Ω (Given)

For 20 times rated secondary current ،i.e. ،100A

Secondary voltage = 100 × (2 + 0.61) = 261 Volts which is less than knee point of the CT. Since this voltage is less than 400V ،from electrical perspective ، linearity will not be lost even with higher currents.

Approximate limit on secondary current is given by:

$I_{max} = \frac{400}{2.61} = 153A.$

Hence maximum symmetrical fault current = $153 \times \frac{1200}{5} = 36720A.$

مثال 2 -4

A 1200/5 ،C400 CT is connected on the 1000/5 TAP،
What is the maximum secondary burden that can be used and we can maintain rated accuracy at 20 times rated symmetrical secondary current ?

Answer:

www.drgilany.com

The secondary voltage V_s corresponding to the TAP 1000/5،

$V_s = \frac{1000}{1200} \times 400 = 333\text{V}$

Secondary current $I_s = 20 \times 5 = 100$ A

$V_s = I_s\,(R_s + R_B)$

$R_s = 0.51\ \Omega$ ،from calibration curve.

$333 = 100\,(0.51 + R_B)$

Max. Secondary burden = 3.33 – 0.51 = 2.82 Ω

مثال 2 -5

Assume that secondary burden of a 300:5 Class C CT is 5 Ω. The relay setting is 2A. Using Fig. 2-19 ،calculate the primary current required to operate the relay ?

Answer:

Secondary burden = 5 Ω

Secondary resistance for 300/5 CT = 0.15 Ω (from Fig. 2-19)

Relay setting ،$I_s = 2$A

$V_s = 2 \times (5 + 0.15) = 10.3\text{V}$

Corresponding exciting current from Fig. 2-19 = 0.04A

Total secondary current = 2 + 0.04 = 2.04A

Primary current to operate the relay = $\frac{300}{5} \times 2.04 = 122\text{A}$

www.drgilany.com

لاحظ أن هناك نوع من التقريب المقبول في الحل حيث أن الحل الدقيق كان يســـتلزم أن يتم جمع التيارات اتجاهيا وليس جبريا. لكن الجمع الجبرى Algebraic sum أكثر تحفظا في الحل لذا هو مقبول.

3-2 مشكلة التشبع في محولات التيار

معلوم أن التيار الكهربى المتردد مصاحب دائماً بفيض مغناطيسى متردد يتناسب طردياً معه، وبالتالي كلما زاد التيار زاد الفيض، ومشكلة التشبع تحدث مع الزيادة الكبيرة فى قيمة التيار (عند حدوث العطل)، حيث يتسبب ذلك فى نشوء فيض عالي جداً لا يستطيع القلب الحديدي تحمله فيحدث له ما يسمى التشبع (Saturation).

والقلب الحديدي فى هذه الحالة يشبه طريق كبير يمر فيه عدد من السيارات، لكن الطريق له قدرة استيعابية محددة فإذا زاد عدد السيارات به فإن المرور حتماً سيتوقف ونقول أن الطريق قد تشبع، وهذا تماماً ما يحدث فى القلب الحديدي حيث يتسبب التشبع فى توقف **زيادة** الفيض العالي، وبالتالي تثبت قيمة الفيض على قيمة معينة ثابتة (حد التشبع)، بمعنى أن "معدل التغير" فى الفيض أصبح صغيراً (تذكر أن التيار المتولد بالحث في الجانب الثانوى يتناسب طرديا مع معدل تغير الفيض $\frac{d\phi}{dt}$)، وبالتالي لا ينشأ أى تيار فى الملف الثانوي (يصل تقريبا إلى الصفر). وشكل هذا التيار يظهر بصورة واضحة فى الشـــــكل 2-21.

لاحظ فى الشكل وجود مركبة DC Component وهى أحد العوامل الأساسية فى تشوه قيمة تيار الثانوي مقارنة بتيار الابتدائي، وتتوقف قيمتها على لحظة حدوث العطل وعلى قيمة R، X للدائرة بينما تتوقف مدة بقائها على قيمة الـ R، X فقط.

لاحظ أيضا أن الاختلاف فى القيمة بسبب Saturation، وبالتالي لا نتوقع أداءً سليماً لجهاز الحماية مهما كانت دقته ما لم يتم حل هذه المشكلة. (الشكل 2-21 يمثل مقارنة بين تيارى الثانوي في وجود وفى عدم وجود الـ Saturation، وليس مقارنة بين تيارى الابتدائي والثانوي).

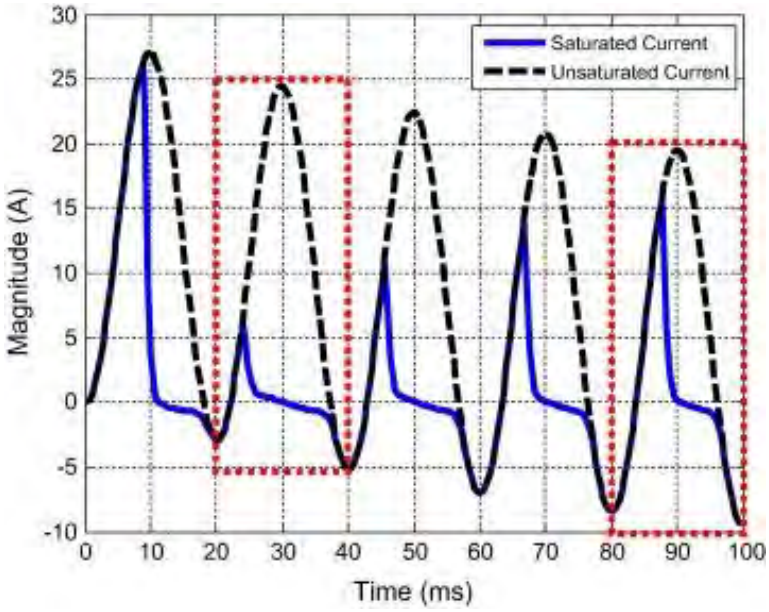
والأمثلة التى ظهرت سابقا فى الشكل 2-16 توضح تأثير قيمة معاوقة جهاز الحماية/القياس على احتمالية تشبع محول التيار، فكلما زادت مقاومة الجهاز، كلما زاد الجهد بين أطرافه، كلما اقترب من نقطة الانقلاب وهذا يعنى أن محول التيار على وشك أن يتشبع.

www.drgilany.com

2-3-1 مشكلة فتح دائرة الثانوي فى محول التيار

عند ترك طرفي الـ CT مفتوحين فسيتولد جهد عالى جدا بينهما يمكن أن يتسبب في حرق الجهاز، أو إصابة الإنسان المتعامل معه. والسبب في ظهور هذه المشكلة يمكن شرحه بطريقتين.

الطريقة الأولى بصورة مبسطة وهى أن الـ CT هو عبارة عن Current Source، وهذا يعنى نظريا أنه يمرر تياره (مثلا 5A) بقيمة ثابتة في الدائرة الخارجية مهما كانت قيمة الـ Impedance التي يراها، وما يساعده على تحقيق ذلك أن الجهد الداخلى له يزيد بزيادة المعاوقة حتى يحافظ على ثبات قيمة التيار (وهذا هو معنى Current source). فإذا طبقنا هذا الكلام على حالة الـ CT Secondary المفتوح، فإن الـ CT سيحاول دفع 5A في الدائرة الخارجية، وبما أن الدائرة مفتوحة فسيحاول دفع 5A في مقاومة قيمتها لا نهائية، وبالتالي سيتولد على طرفيه جهد لا نهائي (عمليا سيولد جهدا عاليا جدا وينتهى به الأمر أن يحرق نفسه ومن حوله).



شكل 2-21 مقارنة تيار الثانوي فى حالتى التشبع وعدم التشبع

ويمكن تفسير ذلك بطريقة ثانية، فالفيض المغناطيسي Φ_m الذى يمر بالقلب الحديدي ويقطع ملفات الثانوي وينشأ فيها emf-1 عالية جدا بسبب العدد الكبير للفات. وفى الحالة الطبيعية حين يكون لدينا حمل متصل

www.drgilany.com

على الثانوي ولدينا تيارا في الثانوي فإن هذا تيار الثانوي سيولد mmf معاكسة، وينشأ emf-2 معاكسة لـ emf-1 السابقة، وبالتالي لا يرتفع الجهد كثيرا.

لكن عندما تكون الدائرة مفتوحة فلن تنشأ أى mmf مضادة ولن تظهر الـ emf-2 العكسية الذى ذكرناها، وبالتالي يظهر جهد عالي على أطراف المحول، وهذا الجهد العالي يمثل خطورة ليس فقط على المحول وإنما على الأشخاص المتعاملين مع هذه المحولات فى حالة صيانتها مثلاً.

ولذا فإن كان من الضرورى أن يتم نزع جهاز الوقاية من الجانب الثانوي لمحول التيار لأى سبب من الأسباب، فإنه يلزم أن يستبدل الجهاز بـ Short Circuit على أطراف الثانوي للمحول، وبالتالي يظل هناك تيار فى الثانوي وتظل هناك mmf معاوقة لتلك الناتجة عن الفيض الناشئ بسبب تيار الابتدائي، فلا يرتفع الجهد على أطراف محول التيار.

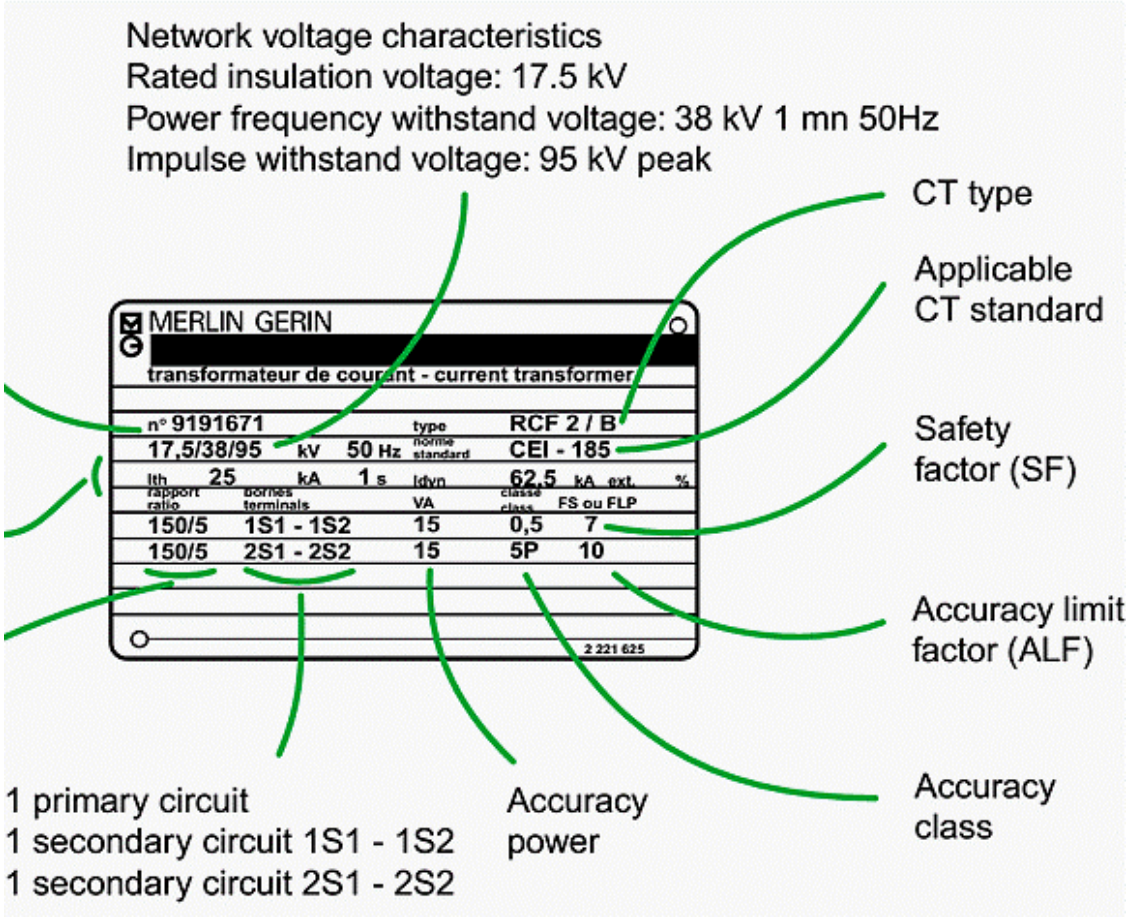
4-2 توصيف محولات التيار

كما ذكرنا، فإن قراءة الـ Name plate تعتبر مهارة أساسية مطلوبة لمهندس الوقاية. وفيما يلى سنعرض لمواصفات الـ CT تطبيقا على الجهاز الذى يظهر في الشكل 2-22.

من أهم الكميات التى يجب توصيفها بدقة مع محول التيار ما يلى:

- أقصى تيار يتحمله continuous rated current وغالبا يشار إلى أقصى تيار فى الجانب الابتدائي.
- أقصى تيار فى مدة محددة Short circuit current and duration time وغالبا يشار إلى تيار الثانوي، وغالبا تكون المدة المحسوب عليها أقصى تيار تتراوح بين نصف ثانية وثلاث ثوان. وفى المثال المعطى فالجهاز يتحمل 25kA لمدة ثانية واحدة.
- تيار الثانوي Rated، وغالبا يكون 1 أو 2 أو 5 أمبير. وغالبا إذا زادت المسافة بين محول التيار وبين جهاز الحماية عن 30 متر فإننا نستخدم تيار ثانوى يساوى 1A حتى لا يحدث هبوط في الجهد على الأسلاك إذا استخدمنا 5A.

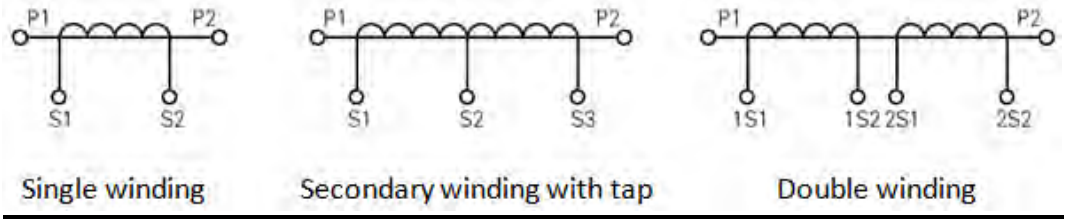
www.drgilany.com

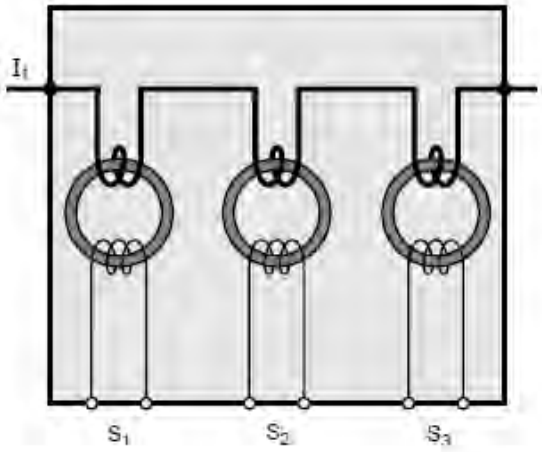


شكل 2-22

- الـ Class، وكما ذكرنا فى حالة محولات الجهد فإن Class تعتبر من أهم وأشهر القيم التى يوصف بها المحول.
- الجهد المقنن وأعلى جهد يتحمله ومدة ذلك. على سبيل المثال في الشكل 2-22 فهذا الجهاز يمكن أن يركب في شبكة جهدها لا يزيد عن 17.5 kV مع إمكانية تحمله لـ 38kV لمدة دقيقة وكذلك يمكن تحمل surge (impulse) قدرها 95 kV.
- نسبة التحويل وأقصاها عمليا هى 3000/1 وبالطبع هناك قيم أصغر من ذلك. ويمكن أن يكون للـ CT أكثر من نسبة تحويل كما في الشكل 2-23.

www.drgilany.com





شكل 2-23

- الحمل Rated Burden وكما ذكرنا فإنها تعرف بـ VA، والقيم التالية تعتبر من أشهر القيم المستخدمة: (2.5، 5، 7.5، 10، 15، 30 VA) وفى المثال المعطى تساوى 15VA. لاحظ هنا أيضا إمكانية استخدامه بطريقتين: الأولى بدقة تصل إلى 0.5 مع أجهزة القياس، والتوصيلة الثانية تستخدم مع أجهزة الوقاية بدقة 5% والـ Burden في الحالتين لا يتجاوز 15 VA.
- ومن أشهر الـ Classes المستخدمة فى الوقاية فقط 5P، 10P بالإضافة إلى Class X الذى يستخدم غالبا مع أجهزة الوقاية التفاضلية وذلك طبقا للمواصفات البريطانية BS. وغالبا يستخدم Class 5P مع Instantaneous OC Relays، بينما يستخدم Class 10P مع أجهزة الـ Overcurrent من النوع المعروف بـ IDMT، وكلاهما سنتعرض له بالتفصيل فى الفصل الثالث. بمعنى أنه كلما كانت الدقة مطلوبة كلما تميزت الـ Class المستخدمة برقم أصغر، أما التطبيقات التى تحتاج لدقة خاصة فيستخدم فيها بـ Class-X. لاحظ أن IEC لها مسميات أخرى لهذه الـ Classes، وهى 5P، 10P، TPX، TPY، TPZ.

www.drgilany.com

Accuracy Class	% current(ratio) error at % of rated current shown below				Phase displacement (minutes) at % of rated current shown below				Application
	5	20	100	120	5	20	100	120	
0.1	0.4	0.2	0.1	0.1	15	8	5	5	Precision Test & Measurement
0.2	0.75	0.35	0.2	0.2	30	15	10	10	Precision Grade Meters
0.5	1.5	0.75	0.5	0.5	90	45	30	30	Tariff kWh Metering
1.0	3.0	1.5	1.0	1.0	180	90	60	60	Commercial kWh Metering

لاحظ أنه عند 100% من التيار يعطيك نسبة الخطأ المكتوبة على الجهاز وهى نفســـــــها الـ Accuracy Class الموجودة في العمود الأول من اليسار، بينما تزيد هذه النسبة مع التحميل الخفيف عند 20% مثلا إلى 0.2، وتصل نسبة الخطأ إلى 0.4 عند 5% من التحميل المقنن Rated loaf.

وعلى العكس من ذلك، ففي حالة قياس الخطأ فى الزاوية بين تيار الابتدائي والثانوي، تزيد نسبة الخطأ مع نقص التحميل.

وأخيرا، فمن أهم القيم التى نحتاجها لتوصيف محول التيار القيمة التى تعرف بـ:

Accuracy Limit Factor ALF وهو أيضا يعرف بأنه Saturation Factor. وأهمية هذه القيمة أنها تعطيك تصورا عن أقصى تيار يمر فى الجانب الابتدائي دون أن تتأثر دقة القراءة فى الجانب الثانوي، بمعنى آخر، أقصى تيار يمر فى الابتدائي قبل أن يتشبع القلب، ويتشوه تيار الثانوي.

مثال 2 -6

محول تيار له نسبة تحويل 1/200 A وكانت قيمة ALF = 5، ماهى أقصى قيمة لتيار الابتدائي يمكن أن تمر دون أن يحدث تشوه فى تيار الثانوي ؟

الحل:

أقصى قيمة لتيار الابتدائي يمكن أن تمر دون أن يحدث تشوه فى تيار الثانوي تساوى:

$200 \times 5 = 1000A$.

ومن الصيغ المفيدة جدا والتى تعتمد على ALF تلك التى تظهر فى Eq. 2-3 والتى تحدد قيمة أقصى جهد ينشأ بين طرفي الـ CT بدلالة ALF:

www.drgilany.com

Eq. 2-3: $V_k = \frac{rated\ VA}{I_n} * ALF * + I_n * R_{CT} * ALF$

وهى تعطى قيمة قريبة لقيمة الـ Ek التى سبق أن حسبناها من المعادلة 2-1، مع ملاحظة أن المعادلة 2-1 كانت بدلالة B وهى قيمة ليس بسهولة تحديدها أو معرفتها، ومن هنا جاءت أهمية هذه المعادلة التقريبية.

2-4-1 كيف تقرأ المواصفات؟

غالبا تكتب مواصفات الـ CT على صورة 5P10 100/1، فماذا تعنى هذه المعلومة؟

هذه المعلومة تقول أن هذا الـ CT له دقة قياس قدرها 5% ويمكنه المحافظة على هذه الدقة فى مدى قدره 10 أمثال تياره الطبيعي الذى يساوى 1A فى الثانوي، والرقم 10 يعرف فى المواصفات بـ ALF (Accuracy Limit Factor) كما ذكرنا سابقا. وبناء على هذه المعلومات يمكننا القول أن هذا الـ CT يمكنه تحمل تيار بحد أقصى 10A فى الثانوي (1000 فى الابتدائي) وخلال هذا المدى تكون دقة القياس فى حدود 5 %.

2-4-2 استخدام CTs فى أجهزة الوقاية و أجهزة القياس

يستخدم الـ CT في التطبيقات التالية:

- أجهزة الوقاية Protection CT
- أجهزة القياس والتحكم Instrument CT

ومن المهم التأكيد على أن أجهزة الـ CT المستخدمة مع أجهزة الوقاية تتميز بقدرتها على العمل بدقة فى مدى واسع للتيار لأن تيارات الأعطال متغيرة القيمة فى مدى واسع، على عكس الـ CT المستخدمة فى أجهزة القياس حيث يكون لها مدى محدود للدقة المطلوبة.

ويلاحظ أنه من أبرز الاختلافات بين محولات التيار المستخدمة مع أجهزة الوقاية وتلك المستخدمة مع أجهزة القياس أنه فى حالة استخدام CT مع أجهزة الوقاية فإن الجهد الذى ينشأ بين طرفي الـ CT نتيجة مرور التيار فى ملفه الابتدائي أعلى بكثير من الجهد الذى ينشأ فى الـ CTs المستخدمة مع أجهزة القياس. والفرق بين الجهدين واضح فى الشكل 2-23.

علما بأن هناك أجهزة وقاية يتم فيها استخدام CT فقط كمصدر للإشارات الداخلة للجهاز، على سبيل المثال:

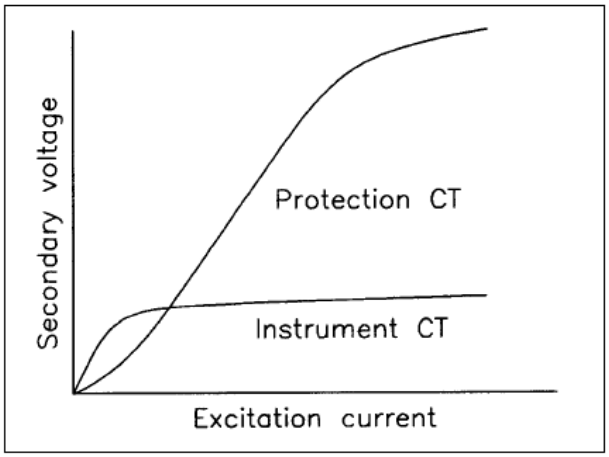
www.drgilany.com

- ✓ Non Directional Overcurrent Protection O/C
- ✓ Non Directional Earth Fault Protection E/F
- ✓ Differential Protection

وهناك بعض أجهزة الوقاية التى تستخدم CT وتستخدم معه VT كمصدر للمعلومات، ومن هذه الأجهزة:

- ✓ Directional Earth Fault
- ✓ Distance Protection

وبالإضافة إلى أجهزة الوقاية فإن CT يستخدم أيضا مع أجهزة القياس التي قد تغذي من محولات تيار فقط، أو تغذي من محولات التيار ومحولات الجهد. ويستخدم كذلك مع أجهزة قياس الطاقة الفعالة وغير الفعالة kWH meters، kVARH meters، وأجهزة قياس معامل القدرة .



شكل 2-23 مقارنة محولات التيار المستخدمة مع أجهزة القياس وأجهزة الوقاية

2-5 الاختبارات الأساسية لمحول التيار

هناك مجموعة اختبارات أساسية يجب إجراؤها قبل البدء فى إدخال محولات التيار فى الخدمة وهى ما تعرف بـ Commissioning Tests، ومنها (ملحوظة هامة: يجب دائما الرجوع لكتالوج المصنع أو للـ IEEE C57.12.90 وهى المواصفة الخاصة بإجراءات الاختبارات القياسية):

1- اختبار قيمة نسبة التحويل Ratio Test

2- اختبار القطبية Polarity Test

3- اختبار التشبع الـ Excitation (Saturation Test)

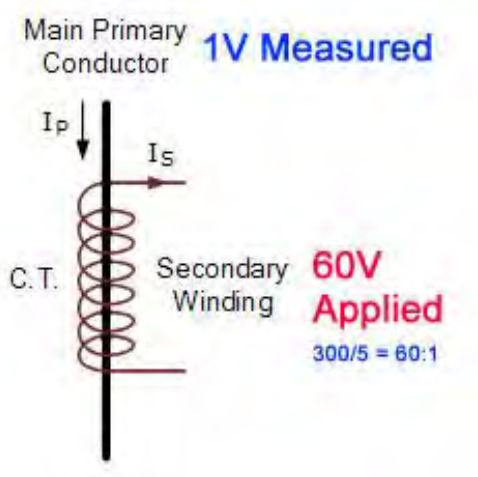
www.drgilany.com

4- اختبار مقاومة العزل Insulation Resistance Test

وفيما يلى نوضح هذه الاختبارات.

2-5-1 اختبار نسب التحويل Ratio Test

أسهل هذه الاختبارات هو اختبار نسب التحويل حيث يوصل جهد صغير نسبيا على الجانب الثانوي (الأعلى في عدد اللفات في حالة اختبار الـ CT) وهو يساوى 60 فولت في الشكل 2-24، ثم يقاس الجهد الناتج فى الجانب الابتدائي وهو يساوى 1 فولت في الشكل 2-24، وهذا يعنى أن نسبة التحويل هي 60:1.



شكل 2-24

ويمكن الرجوع لكتابي " المرجع فى محولات القوى الكهربية" للمزيد حول هذا النوع الاختبارات.

2-5-2 اختبار القطبية Polarity Test فى محولات التيار

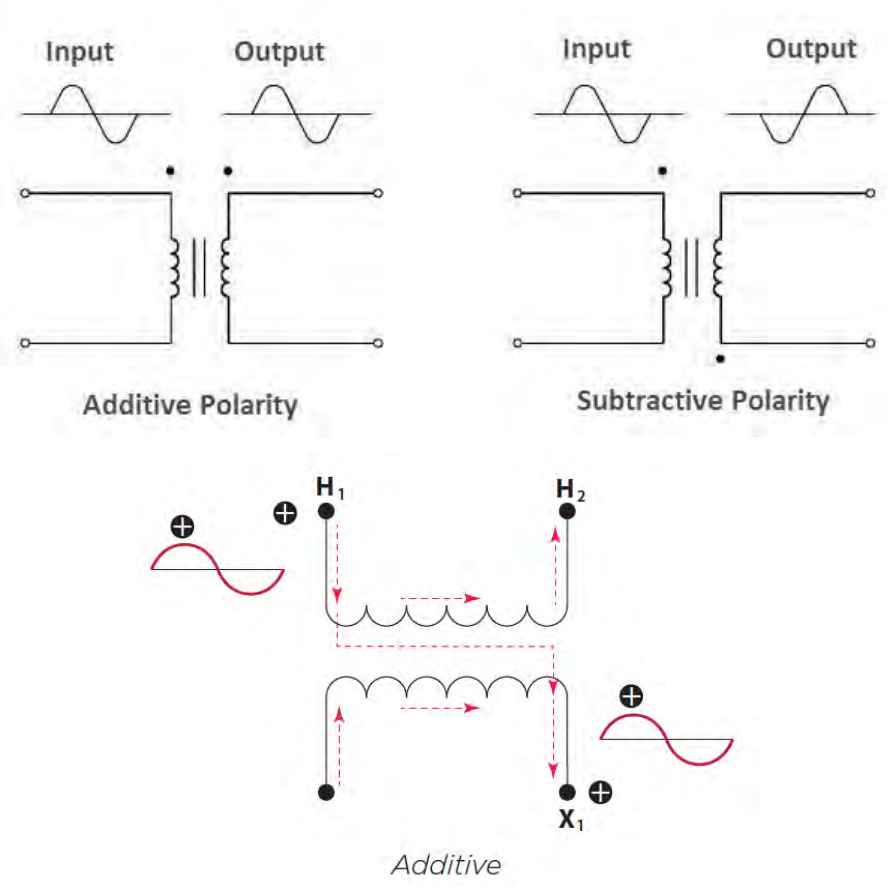
تتحدد قطبية الـ CT من اتجاه لف الأسلاك في الملفات (هل هي مع عقارب الساعة أم عكسها)، فطريقة التوصيل واتجاه اللف فى الملفات سيحدد الاتجاه اللحظي لتيار الثانوي بالنسبة لتيار الابتدائي، وهل يتزايدون ويتناقصون معا أم هناك Phase Shift بينهما.

www.drgilany.com

ويمكن تحديد القطبية من خلال الرموز المكتوبة على الـ CT (راجع تفاصيل ذلك في كتاب المرجع في محولات القوى الكهربية)، على سبيل المثال في حالة استخدام طريقة الترميز في الـ IEEE/ANSI، فإنه سيكون لدينا احتمالان:

1- اذا كان الترتيب هو H1، H2، X1، X2 كما فى الشكل 2-25 (بمعنى أنهما يدوران وراء بعضهما فى اتجاه عقارب الساعة) فإن هذا القطبيـــــة تسمى قطبيـــة جمـــــعية Additive Polarity (من الجمع)، وهذا يعني أنه عندما تكون H1 موجبة بالنسبة لـ H2 فإنه في نفس اللحظة تكون X1 موجبة بالنسبة X2.

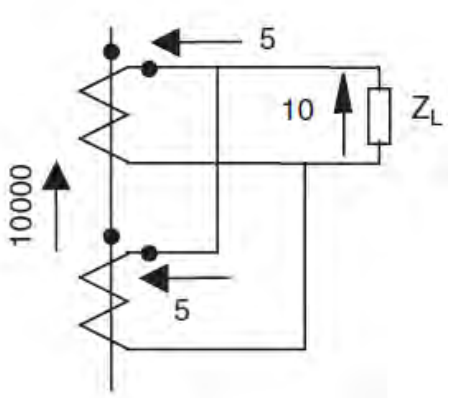
2- أما إذا كان الترتيب معكوسا (الترميز فى اتجاه واحد فى الجـــــانبين) فتسمى Subtractive Polarity وهى عكس الحالة السابقة.



شكل 2-25

وأحيانا في المحولات الأحادية يعبر عن Add/Sub باستخدام نقط الـDot كما في الشكل 2-26 الذى يمثل CT بتوصيلة Subtractive حيث معظم محولات التيار توصل هكذا. وفى هذا النوع من التوصيلة لاحظ أنه في اللحظة التي **يدخل فيها التيار إلى** طرف الابتدائي المرسوم عليه النقطة الأولى **يكون تيار الثانوي خارجا من طرف** الثانوي المرسوم عليه النقطة الثانية، **والعكس بالعكس**.

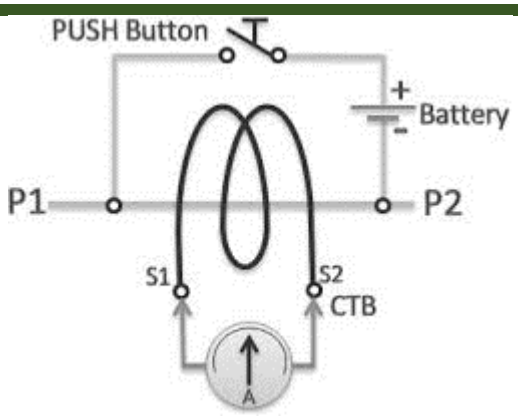
لكن ماذا لو كانت كل هذه الرموز قد مسحت من على المحول؟ في هذه الحالة يلزم إجراء اختبار القطبية لتحديدها، كما يلزم إجراء هذا الاختبار في كل عملية Commissioning.



شكل 2-26

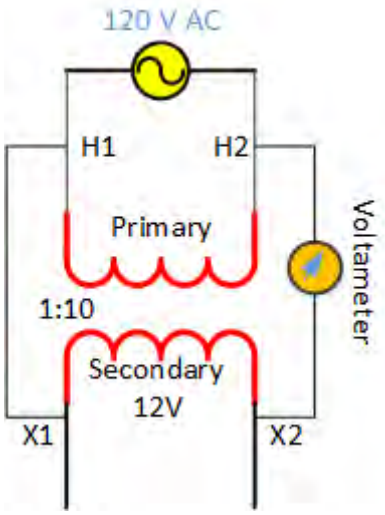
وللتأكد من صحة القطبية قبل توصيل الـ CT يمكن إجراء الاختبار المعروف بـ Flicker Test حيث يوصل فولتميتر بين طرفي الثانوي للـ CT بينما توصل بطارية جهد 9 فولت بين طرفي الابتدائي كما فى الشكل 2-27 (سنفترض أن قطبية الـ CT من النوع الـ Subtractive وهو النوع الأكثر انتشارا)، فعند توصيل البطارية فى الدائرة (فقط غلق الدائرة لمدة وجيزة جدا.. مجرد تلامس) ينحرف مؤشر الفولتميتر إلى الجهة الموجبة، وعند فصل البطارية ينعكس فى الاتجاه الآخر، وعندها تكون الترميز المفترض في الشكل سليما، فإذا انحرف المؤشر عكس ذلك فهذا يعنى أن الطرفين في الثانوي معكوسين.

www.drgilany.com



شكل 2-27 اختبار معرفة القطبية الصحيحة لـ CT

في حال فحص الـ Polarity الخاصة بالـ VT، يتم التوصيل مصدر 120 فولت على HV-Side ومن ثم سنحصل على 12 في الـ LV-Side كما في الشكل 2-28. ويتم تحديد نوعية الـ Polarity من قراءة الـ Voltmeter فإذا كانت (12+120)، فالقطبية Additive وإذا كانت (12-120) فهى Subtractive (الوضع في الصورة Sub ولذا ستكون القراءة (120-12).



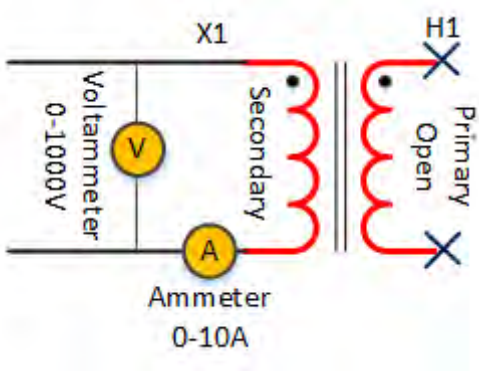
شكل 2-28

ملحوظة: موضوع القطبية يصبح مهما جدا عند توصيل المحولات على التوازى أو في حالة تحويل 3-single-phase transformer into three-phase transformer.

www.drgilany.com

2-5-3 اختبار Saturation Test

لإجراء هذا الاختبار نحتاج إلى جهاز جهد متغير Variac مع أجهزة لقياس التيار والجهد. ويتم تغذية أطراف الجانب الثانوي بالجهد المتغير من الـ Variac مع قياس التيار الذى يمر فى الجانب الثانوي كما في الشكل 2-29، مع ملاحظة أن الجانب الابتدائي يظل مفتوحا ولا تتم أي قياسات عليه.



شكل 2-29

يبدأ الاختبار بزيادة تدريجية للجهد حتى نصل إلى نقطة عندها تتسبب أى زيادة طفيفة فى الجهد فى زيادة ضخمة فى التيار، وهى نقطة الانقلاب التى تحدثنا عنها، وهذا يعنى أن الـ CT قد دخل الآن في مرحلة الـ Saturation، ثم يتم خفض الجهد تدريجيا حتى يصل إلى الصفر من أجل ضمان عمل Demagnetization للقلب Core قبل عمل القياسات الفعلية.

1- يتم زيادة الجهد مرة أخرى تدريجيا، وتسجيل قيم التيار المقابلة لكل قيمة من قيم الجهد حتى نصل مرة أخرى للـ Saturation. ثم خفض الجهد تدريجيا إلى الصفر.

2- من القيم السابقة يمكن رسم العلاقة كما ظهرت سابقا فى الشكل 2- 18.

ملاحظة هامة: قد تكون نقطة الـ E_K أعلى من 1000 فولت، ولذا يجب التأكد من أن الأسلاك المستخدمة في الاختبار تتحمل هذا الجهد.

2-5-4 اختبارات الـ Insulation Tests

في هذا الاختبار تقاس مقاومة العزل في ثلاث حالات:

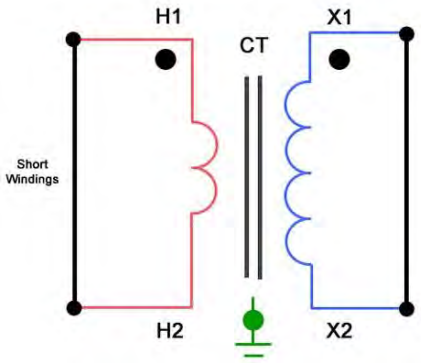
1- المقاومة بين الابتدائي والثانوي
2- المقاومة بين الابتدائي والأرض

www.drgilany.com

3- المقاومة بين الثانوي والأرض.

وقبل إجراء جميع الاختبارات الثلاثة تفصل جميع الأحمال الموصلة على الجهاز، كما يتم عمل Short على طرفي الابتدائي وطرفي الثانوي كما في الشكل 2-30، ثم تقاس المقاومات الثلاثة السابقة.

وفي كل اختبار منهم يجب استخدام الميجر (1000 فولت) للقياس، ويجب التأكد من قيمة المقاومة تبقى ثابتة لفترة زمنية معقولة، لأن تغير قيمة مقاومة العزل بسرعة يعنى أن عمر العزل أوشك على الانتهاء. وبالطبع لا يجب أن تقل أيا منهم عن ميجا أوم.



شكل 2-30

6-2 التحقق من ملائمة الـ CT

توجد عدة طرق لاختبار مدى مناسبة نوع ما من CT لاستخدامه مع جهاز وقاية معين.

فمن ذلك الطريقة التى تعتمد على مقارنة قيمة V_k وهى أقصى قيمة تنشأ بين طرفي محول التيار، وقيمة V_S التى تنشأ نتيجة وجود Relay معين بين طرفي الثانوي، فإذا كانت $V_K > V_S$ فهذا يعنى أن هذا المحول مناسب مع هذا الـ Relay، كما فى المثال التالي:

مثال 2 -7

اختبر مدى مناسبة استخدام OC Relay له مقاومة قدرها 0.02 ohm ومتوقع أن يمر فيه تيار عطل قدره 7226 أمبير، وذلك مع محول تيار بالمواصفات التالية:

10P20 ،7.5VA ،CTR = 1000/5 A

R_{CT} = 0.26 Ohm

www.drgilany.com

$R_L = 0.15$ Ohm

الحل

لكى يصلح هذا المحول يجب ألا يتجاوز الجهد عند طرفي الثانوي له لحظة العطل قيمة التشبع

$V_S = I_f (R_{CT} + R_L + R_r)$

$= 7226 \times 5/1000 \times (0.26 + 0.02 + 0.15) = 15.54$ Volts

From Eq. 2-3:

$$V_k = \frac{rated \quad VA}{I_n} \times ALF \; + \; I_n \times R_{CT} \times ALF$$

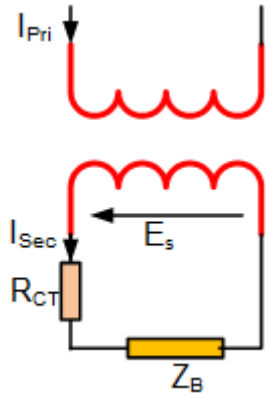
$$V_k = 7.5/5 \times 20 + 5 \times 0.26 \times 20 = 56 \; volts$$

وحيث أن $V_K > V_S$، ومن ثم فإننا نقول أن هذا الـ Relay يصلح أن يستخدم مع هذا الـ CT.

طريقة أخرى للحل

ونقدم هنا أيضا طريقة أخرى مكونة من ثلاث خطوات:

1- قيمة الفولت الذى ينشأ على الملف الثانوي (كما فى الدائرة المبسطة فى شكل 2-31).



شكل 2-31

$$E_s \; = \; I_{sec} \, (R_{CT} \; + \; Z_B)$$

www.drgilany.com

حيث

R_{CT} هى قيمة المقاومة للملف الثانوي نفسه.

Z_B هى معاوقة الحمل Burden وتساوى (معاوقة الأسلاك + معاوقة جهاز الوقاية).

2- نستخدم هذه القيمة (E_S) فى الحصول على أقصى كثافة فيض B_{max} يتحمله المحول، وذلك من Eq. 2-1 (فقط مع تغيير الوحدات هنا).

3- نقارن B_{max} المحسوب فى الخطوة السابقة بالرقم الذى يتحمله القلب الحديدي "حد التشبع" (غالباً $100{,}000\ lines/in^2$) فى أجهزة المحولات الحديثة، فإذا تعدت B_{max} المحسوبة هذا الرقم، فسنعتبر هذا المحول غير مناسب للاستعمال مع أجهزة الوقاية، لأن الفيض المار به سيتعدى حد التشبع، وأما إذا كان أقل منه فيكون ذلك مؤشراً أنه يصلح للاستخدام فى هذه الحالة.

مثال 2 -8

محول تيار له نسبة N= 2000: 5 ومساحة مقطعه $A= 3.25\ in^2$، معاوقة ملفه الثانوي 0.31 Ω، والحمل فى الدائرة الخارجية له (Burden) يساوى 2Ω.

المطلوب معرفة هل يصلح هذا المحول للاستخدام مع جهاز وقاية، علماً بأنه من المتوقع أن يمر بالدائرة فى حالة العطل تيار تصل قيمته إلى 35,000A مع تردد 50 Hz؟

الحل:

إذا صلح هذا المحول فهذا يعنى أن التيار فى ملفه الثانوي I_L سوف يساوى

$$I_L = 35000 \times \frac{5}{2000} = 87.5A$$

وهذا يعنى أن الجهد الذى سيظهر على الملف الثانوي E_s سوف يساوى

$E_s = I_L (Z_B + Z_L) = 87.5\ (0.31 + 2) = 202.1\ V$

وهذا يعنى وطبقاً لـ Eq. 2-1، فإن كثافة الفيض المار فى القلب الحديدي سوف يساوى:

www.drgilany.com

$$B_{\max} = \frac{E_S}{4.44\,FAN\times10^{-8}} = \frac{202.1}{4.44\times50\times3.25\times\frac{2000}{5}\times10^{-8}} = 70{,}030 \quad lines/in^2$$

وحيث أن هذه القيمة أقل من القيمة القياسية المتعارف عليها فى محولات التيار المستخدمة فى أجهزة الوقاية (100,000 Lines/in^2)، وبالتالي فهو يصلح للاستخدام.

مثال 2 -9

8 MVA ،138/13.8 kV transformer is connected to an infinite bus. If a bolted three phase fault occurs at F ،find out the fault current. The impedance of the transformer is 10% and location of the fault is close to the bus as shown in Fig 2-26.

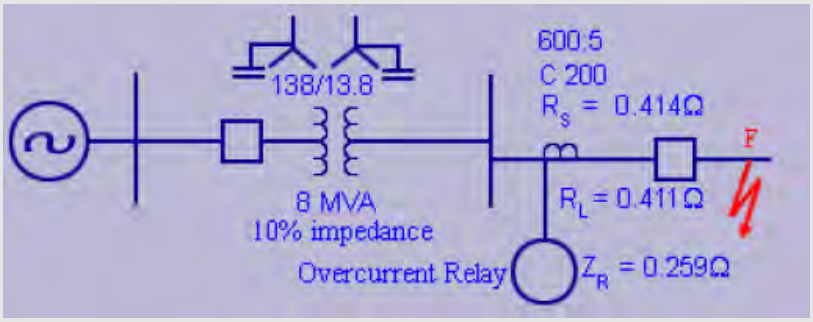


Fig. 2–26

Solution:

With 8 MVA transformer ،full load current

$I_s = \frac{8000}{\sqrt{3}\times13.8} = 334.7\text{A}$

% Impedance of transformer ،Z% = 10

Fault current $I_{FL} = \frac{I_L}{\%X} = \frac{I_{L\times100}}{10}$

$= \frac{334.7}{10} \times 100 = 3347\text{A}$

www.drgilany.com

مثال 2 -10

In the previous example ،if the distribution feeder has 600/5 C 200 CT with a knee point 100 Volt ،calculate the voltage developed across CT and comment on its performance. CT secondary resistance is 0.414 Ω.
Assume that

- CTs are star connected
- Lead wire resistance is 0.441Ω and relay impedance is 0.259Ω.

Solution:

CT secondary current = $\frac{3347}{120}$ = 27.89A (∵ CT turns ratio = 600/5 = 120)

To obtain conservative estimate of CT performance, we will use this value. This amount to assume bolted SLG fault current to be comparable to bolted 3 phase fault current.

<u>CT burden for three phase fault،</u>

Z_B = 0.414 + 0.414 + 0.259 = 1.084 Ω

<u>For S-L-G fault it is</u>

= 0.414+ (0.411 + 0.259) +(0.411 + 0.259) = 1.754Ω

Effective impedance seen by the CT ،$Z = R_S + 2R_L + Z_R$

= 0.414 +2(0.411) +0.259

=1.495 Ω

$V_S = I_S \times Z$ =27.89 × 1.495 = 41.7V

Since the secondary voltage ،V_S is less than knee point voltage the CT wil not saturate

www.drgilany.com

مثال 2 -11

In the previous example ،If the existing 8MVA transformer is replaced with a new 28 MVA transformer with 10% leakage impedance ،find out the new fault current will this new fault current lead to CT saturation ?

When the 8 MVA transformer is replaced with similar 28 MVA transformer

Full load current = $\frac{28000\times10^3}{\sqrt{3}\times13.8\times10^3}$ = 1171.5A

New fault current = 11715 A

CT secondary current = $\frac{11715}{120}$ = 97.6A

$V_S = I_S \times Z$

= 97.6 × 1.754 = 171.19 V

Since ،the knee point is 100 V the CT will saturate at 171.19 V.

مثال 2 -12

In case CT saturates ،comment on the performance of
(a) Primary relay
(b) backup relay
(c) co-ordination between primary and backup relay pair.

(a) Because of CT saturation ،the secondary current will be clipped. Thus ، CT secondary current will reduce Hence ،PSM will reduce and primary relay operation time will increase. This will slow down the operation of primary overcurrent relay.
(b) But typically ،the backup relays in a radial system will have higher ratio CTs than the primary. Consequently ،knee point voltage is also higher.

www.drgilany.com

This implies that the backup relay ،which does not saturate can act before the primary since ،these CTs are generally less likely to saturate.

(c) Hence ،relay co-ordination may be lost.

This can be minimized by one of the following methods.

- Additional co-ordination time can bet included in the settings.
- Set the instantaneous relay units below the current at which saturation begins.
- Relays with less inverse time characteristics can be used upstream from the relay which has saturated CTS. This ensures a greater time margin at high currents when saturation is more likely.

www.drgilany.com

3 الفصل الثالث

الوقاية ضد زيادة التيار
Over Current Protection

أجهزة الـ Overcurrent Relays هى أقدم وأشهر وأوسع أجهزة الوقاية انتشاراً، وذلك لأن معظم الأعطال ينتج عنها زيادة فى التيار، ومن هنا فإن التفكير كان دائماً، ومن البداية، يتجه إلى دراسة ومتابعة التغير فى قيمة التيار المار بأى عنصر من عناصر منظومة القوى، وفصل التيار مباشرة عنه إذا تعدت قيمته حداً معيناً خاصاً بهذا العنصر. وفى هذا الفصل ندرس مبادئ و أساسيات الـOvercurrent Relays بالتفصيل.

3-1 العوامل المؤثرة على قيمة تيار العطل

من المعروف إن قيمة تيار العطل فى الأغلب تكون عالية جداً مقارنة بالقيم الطبيعية للتيار فى الدائرة، وفى هذا الجزء من الفصل سنستعرض أبرز العوامل التى تؤثر على قيم تيار العطل، وهى:

3-1-1 مكان العطل

من المعلوم أنه كلما ابتعد العطل عن مكان الـ Relay كلما زادت المقاومة التى يراها الـ Relay، وبالتالي تقل قيمة تيار العطل. وهذا يفسر السبب فى صعوبة اكتشاف الأعطال البعيدة عن المصدر، حيث يكون الارتفاع فى قيمة تيار العطل طفيفاً.

3-1-2 قيمة مقاومة العطل RF

عندما يقع خط هوائى (Overhead TL) مثلاً على الأرض ويحدث (Short Circuit) فإن تيار العطل يمر فى المسافة من مكان جهاز الوقاية R إلى موضع العطل خلال مقاومة الخط (Z_{LF})، ثم قد يمر فى مقاومة أخرى تسمى مقاومة العطل Fault Resistance, R_F، كما فى الشـــــكل 3-1. وهذه المقاومة R_F تتأثر بنوعية التربة (صخرية – طينية.. إلخ)، كما تتأثر أيضا بوجود شرارة فى موضع العطل من عدمه،

www.drgilany.com

وعوامل أخرى متنوعة، وبالتالي فتيار العطل إذا أخذنا فى الاعتبار قيمة مقاومة العطل يصبح حســـــب Eq. 3-1:

Eq. 3-1: $$I_F = \frac{V_S}{Z_{LF} + R_F} \quad \ldots\ldots\ldots\

وجميع المعادلات السابقة تعطى قيمة مقاومة الشرارة بوحدات الأوم لكل قدم طولى من طول الشرارة. مع ملاحظة أنه كلما ارتفع تيار العطل كلما كان تأثير مقاومة الشرارة محدودا كما هو واضح من جميع المعادلات السابقة.

3-1-3 قوة مصدر التغذية

ومن العوامل الأساسية أيضا المؤثرة على قيمة تيار العطل قوة مصدر التغذية، ويعبر عنها بانخفاض معاوقة المصدر (Low Source Impedance). فلو تخيلنا محطة تغذية بها ثلاث مولدات، وأن جميع المولدات فى الخدمة، وموصلين على التوازى كما فى الشكل 3-1، فإن قيمة معاوقة المصدر المكافئة لهم ستكون ($X_S/3$)، وبالتالي فالمعاوقة الكلية من المصدر حتى موضع العطل ستكون صغيرة، ومن ثم يكون تيار العطل كبيراً. ويعتبر المصدر فى هذه الحالة Strong Source.

لو فرضنا أن مولداً واحداً فقط هو الموجود بالخدمة فعندها ستكون مقاومة المصدر هى X_S وليس $X_S/3$ كما فى الحالة السابقة، وبالتالي تكون المعاوقة الكلية من المصدر حتى موضع العطل كبيرة، ويكون تيار العطل صغيراً. ويعتبر المصدر وقتها Weak Source.

3-2 الأنواع المختلفة لأجهزة Overcurrent Relays

هناك أنواعاً متعددة لأجهزة Overcurrent Relays، وروعى فى تصميمها أن تأخذ فى الاعتبار التباين فى قيمة تيار العطل الذى سبق الحديث عنه فى الجزء السابق، و أن تأخذ أيضا فى الاعتبار الفترة الزمنية المطلوب فصل الدائرة المعطلة بعدها، وهل هى فترة ثابتة أم متغيرة، وهل هى فترة وجيزة أم طويلة، ... إلخ. كل هذه الاعتبارات أنتجت فى النهاية عدة أنواع من أجهزة Overcurrent Relays، منها على سبيل المثال:

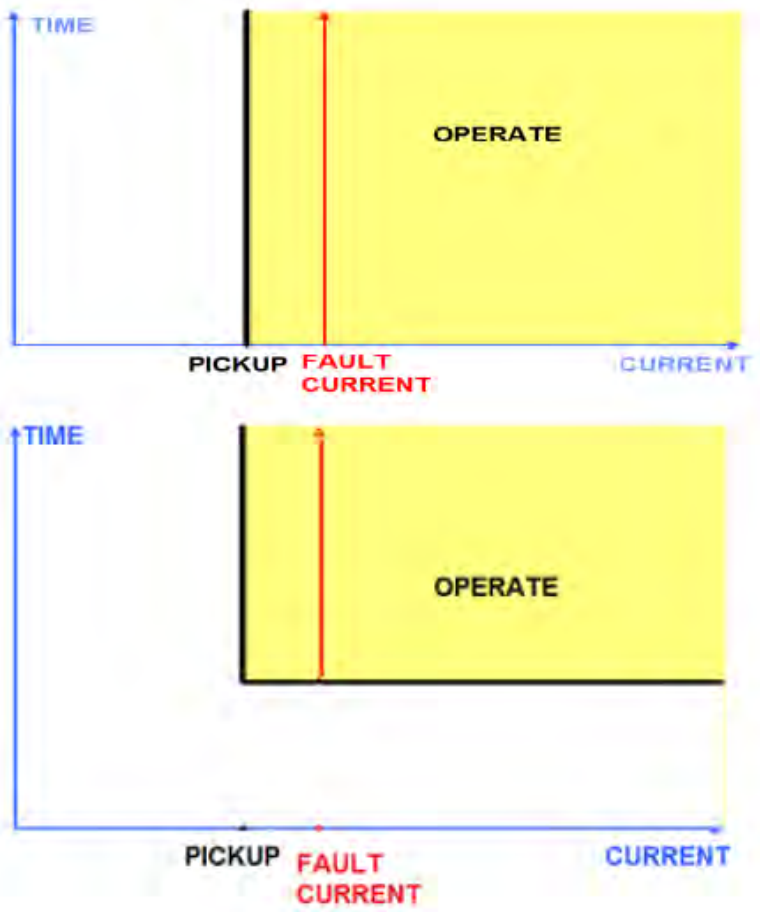
3-2-1 أجهزة Definite Time/ Definite Current

وهى أنواع، منها:

1- النوع الأول أجهزة تفصل لحظيا إذا تعدى التيار قيمة محددة Definite Current Relay، ويعرف أيضا بـInstantaneous OC، ويظهر في الشكل 3-2 (علوى). وهذا النوع مناسب لفصل الأعطال

www.drgilany.com

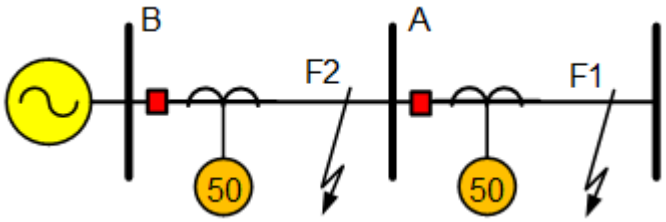
العالية التيار التى لا تتحمل أى انتظار، لأنه حتى لو لم يستمر العطل سوى مدة وجيزة فإنه يجب فصله لخطورته.



شكل 3-2

ويعيب هذا النوع بصفة أساسية أنه فى أحيان كثيرة خاصة حين يكون هناك خطين قصيرين فى الطول ومتتاليين، ففي هذه الحالة يصعب عمل تنسيق بين أجهزة الوقاية من هذا النوع لأن الفرق بين تيار العطل على كلا الخطين لا يكون كبيرا. على سبيل المثال، في حالة العطل عند النقطة F1 فى الشكل 3-3، سيصعب التنسيق بين الـ Relay-A، وبين Relay-B إذا كانا Definite current.

www.drgilany.com

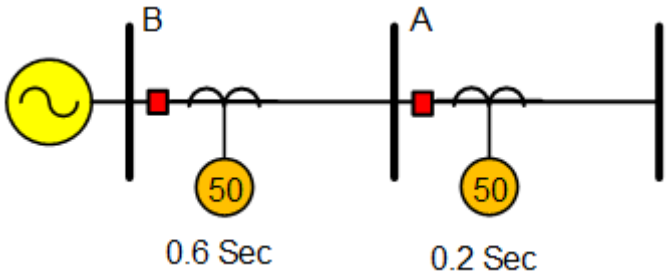


شكل 3-3

2- النوع الثانى أجهزة تفصل إذا تعدى زمن العطل قيمة محددة Definite Time Relay كما في الشكل 3-2 (سفلى)، بالطبع بعد تعدى التيار أيضا لقيمة محددة.

وهذا النوع الثانى (Definite time) مناسب للأعطال الأقل خطورة، حيث أنه يفصل إذا تعدت قيمة التيار قيمة محددة Setting بالإضافة إلى مرور فترة زمنية محددة أيضا لبقاء العطل، وبالتالي فعنده القدرة على تجنب فصل الدائرة بسبب عطل عابر Transient Fault لأن الجهاز سينتظر مدة محددة قبل إعطاء إشارة الفصل، فلو كان العطل عابراً فسيختفى قبل انقضاء المدة المحددة للفصل، وبالتالي لن تفصل الدائرة، بينما لو كان العطل من النوع الدائم Permanent Fault فسيتم فصله بمجرد انتهاء المدة المحددة المضبوط عليها الجهاز.

و يستخدم هذا النوع عندما تكون Z_{Source} أكبر من Z_{Line} (بمعنى آخر عندما يكون الفرق بين مستوى Short Circuit فى أول الخط وآخره صغيرا)، وهذا يعنى أنه تغلب على مشكلة النوع الأول. ولكن يعيبه أن التنسيق بين أجهزة الوقاية من هذا النوع على الخطوط المتتالية يتسبب في جعل زمن الفصل كبيرا جدا قرب المصدر كما فى الشكل 3-4.

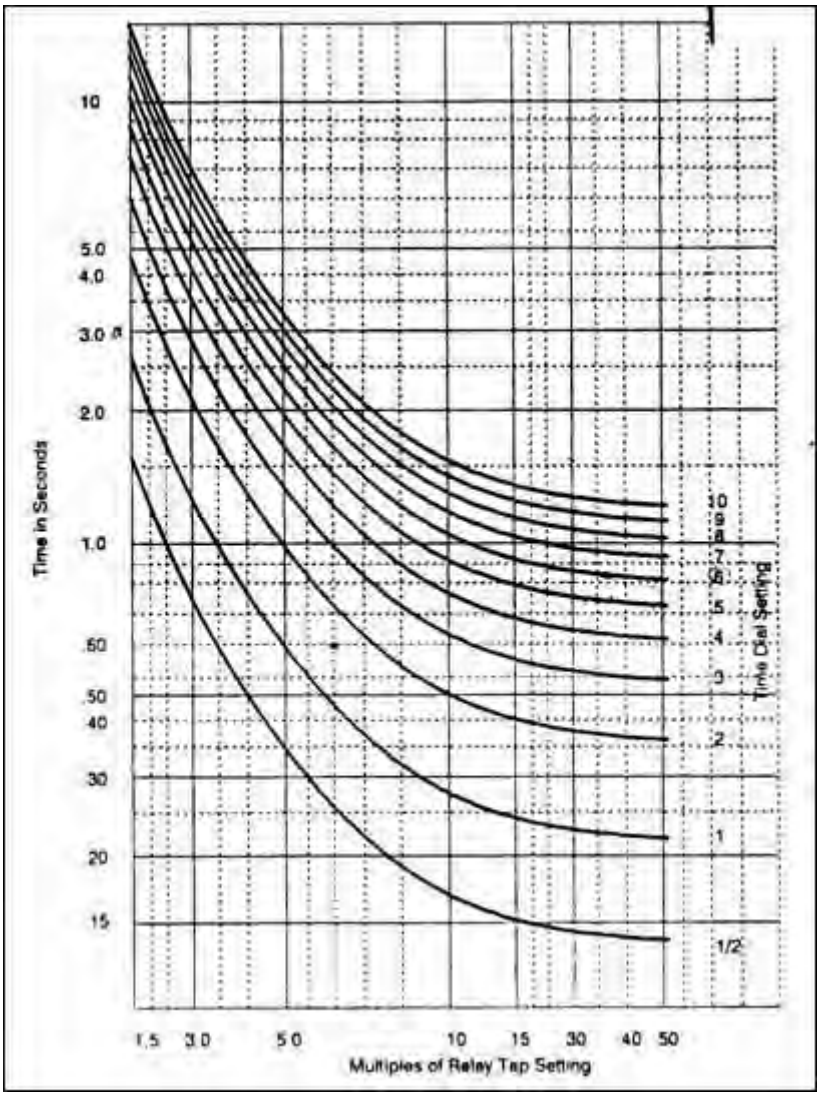


شكل 3-4

3-2-2 أجهزة Inverse OC

www.drgilany.com

وهى أيضا أنواع متعددة، منها نوع يعرف بـ Normal Inverse, NI، وهو يجمع بين ميزات النوعين السابقين، فيفصل طبقاً لعلاقة عكسية بين تيار العطل وزمن العطل، ويتميز بأنه لا يتأثر بالأعطال العابرة، وفى نفس الوقت يفصل بسرعة فى حالة الأعطال العالية التيار. هذا النوع من الأجهزة يكون عادة مزودا بمنحنيات ذات ميول متعددة لتناسب جميع الاستخدامات، وليعطى سرعات متنوعة لنفس قيمة التيار كما فى الشكل 3-5.

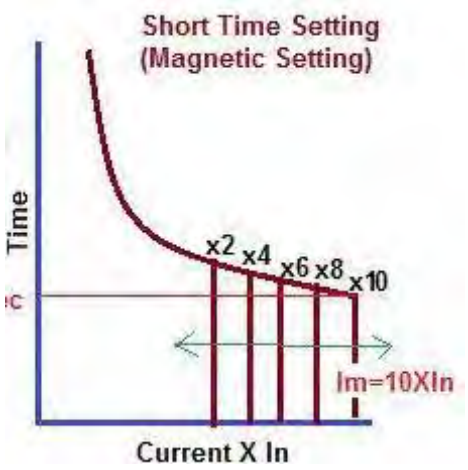


شكل 3-5 منحنيات الـ Normal Inverse

www.drgilany.com

ولكن هذه الأجهزة لا تصلح للاستخدام فى الأنظمة ذات قدرة التوليد المتغيرة. وغالبا يستخدم هذا النوع عندما تكون Z_{Source} أقل من Z_{Line} (بمعنى آخر عندما يكون الفرق بين مستوى Short Circuit فى أول الخط وآخره كبيرا).

وفى أغلب الأحيان يكون جهاز Overcurrent Relay مكونا من وحدتين: الأولى من النوع Inverse OC بحيث تفصل بعد زمن تأخير معين طبقا لمنحنى التشغيل المستخدم، والوحدة الثانية تكون من النوع Instantaneous أى تفصل لحظيا بمجرد أن تزيد قيمة التيار عن Setting كما فى الشكل 3-6 الذى يمثل المنحنى الخاص بجهاز Inverse OC ومعه وحـــــدة Instantaneous OC متغيرة القيمة.



شكل 3-6

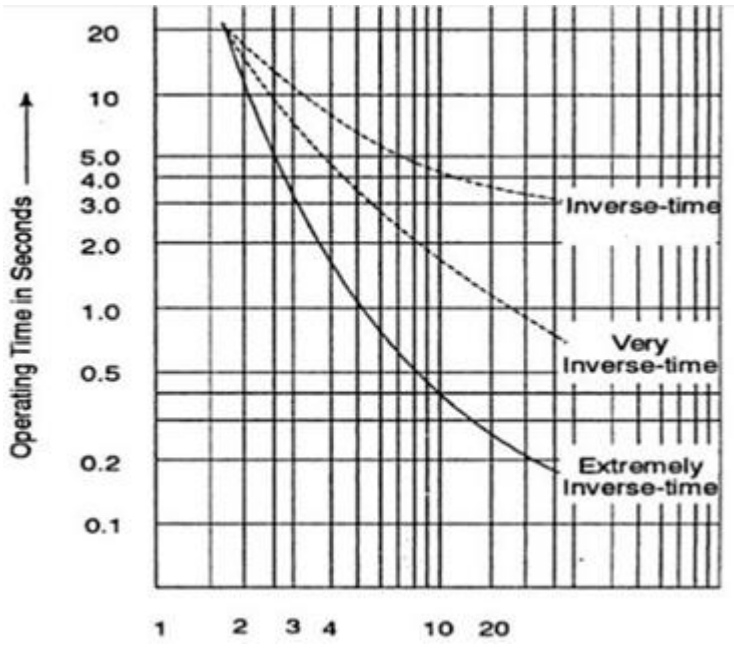
وقد كان هذا يتم فى الأجهزة القديمة باستخدام وحدتين منفصلتين كما فى حالة الأجهزة الإلكتروميكانيكية. أما فى حالة الأجهزة الرقمية الحديثة فقد أصبح يتم داخل جهاز واحد، وبصورة أسهل بكثير، حيث التحكم فى تصرفات الجهاز يكون بتغيير المعادلة المستخدمة داخل الجهاز.

و يلحق بالـ Inverse Relay نوعين آخرين من نفس الفئة وهما:

1 – أجهزة فصل لها منحنى ذات خصائص شديدة الانعكاس Very inverse characteristic، وهو يستخدم فى الحالات التى يكون تغذية الخطوط من اتجاهات مختلفة، و من مميزات هذه الأجهزة أن زمن عملها يتضاعف عندما يحدث نقص فى التيار من سبعة إلى أربعة أضعاف الـ Setting المضبوط عليها الجهاز. و يؤدى هذا إلى إمكانية استخدام عدة Relays على التوالى و بنفس قيمة الـ Time multiplier الذى سنتعرف عليه بعد قليل.

www.drgilany.com

2 – أجهزة فصل لها منحنى ذات خصائص فائقة الانعكاس Extremely inverse characteristic، و هو يستخدم فى الحالات التى يتطلب فيه تنسيق أزمنة الفصل مع Fuse. وهذه الأجهزة مصممة للاستخدام بشكل أساسى للمغذيات (Feeders) فى شبكات التوزيع التى تتميز بأحمال ثابتة نسبيا. و تعتبر هذه الأجهزة مفضلة لحماية المعدات من التسخين الزائد Overheating و استخداماتها النموذجية تكون مع محولات القدرة و الكابلات. والشكل 3–7 يظهر النوعين مقارنة بالـ Normal Inverse.

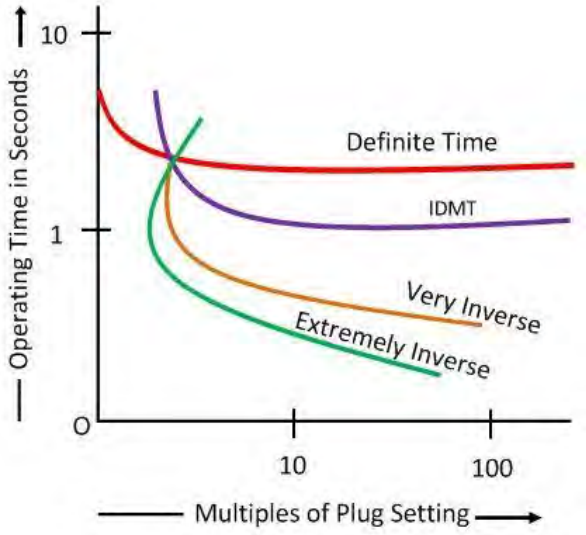


شكل 3–7

4– وهناك نوع رابع من أنواع الـ OC Relays يسمى Inverse Definite Minimum Time IDMT، ويتميز بوجود جزء Inverse مع التيارات المنخفضة حتى حد معين ثم يلى ذلك جزء له زمن فصل ثابت يمكن ضبطه ليكون لحظيا Instantaneous (خط أفقى) فى حالة التيارات العالية. لذلك فهو Inverse + Definite Time فى نفس الوقت.

والشكل 3–8 يعطى مثالا على الأنواع الأربعة.

www.drgilany.com



شكل 3-8

و الأنواع الأربعة السابقة يمكن أن يضاف إلى كل منها وحدة إضافية تسمى الوحدة الاتجاهية (Directional Unit)، وفى حالة استخدام الـ (Directional OC) فلا يكفى أن يزيد التيار عن قيمة الضبط Setting، وإنما يلزم كذلك أن يكون تيار العطل فى اتجاه محدد وإلا فلن يعمل حتى لو كان التيار عاليا جدا.

3-3 ضبط قيمة الحماية OC RELAY SETTING

المقصود بضبط الـ Relay هو ضبط العلاقة بين زمن الفصل وتيار العطل، بمعنى آخر هو تحديد قيم التيار (Pickup Current) التى يبدأ عندها الجهاز بالفصل، و تحديد زمن التشغيل المقابل لهذه القيم. وفى الأجزاء التالية سنقدم شرحاً لطريقة ضبط أجهزة الوقاية ضد زيادة التيار من النوع Inverse وكذلك من النوع Instantaneous حيث أنهما الأكثر انتشارا فى الشبكات الكهربية.

و عموما لضبط أى جهاز OC فإن هناك أربع خطوات متتالية مطلوبة (الأجهزة التقليدية):

1- اختيار محول التيار المناسب CT.
2- اختيار التيار الذى يبدأ عنده الجهاز فى العمل Pickup Current.
3- اختيار منحنى الفصل المطلوب Time Dial Setting لتحديد زمن الفصل.
4- اختيار قيمة تيار الفصل اللحظى Instantaneous Trip.

www.drgilany.com

وفيما يلى تفصيل هذه الخطوات بفرض أننا نستخدم النوع الأول وهو Inverse Overcurrent Relay. وبعدها سنعطى أمثلة على ضبط أجهزة الوقاية بنوعيها الـ Electromechanical وكذلك الـ Digital.

3-3-1 اختيار محول التيار المناسب CT

تذكر قبل متابعة الأجزاء التالية أن جهاز الوقاية يقع فى الجانب الثانوي من محول التيار، وبالتالي فالتيار المار به هو نفسه التيـــــار الأصلي مقسوماً على نسبـــــة التحـــــويل Current Transformer Ratio (CTR).

هناك عنصران يحددان اختيار CTR المناسبة، وهما:

1- قيمة تيار الحمل الأقصى في الظروف الطبيعية.
2- قيمة تيار القصر المسبب لتشبع CT.

فبالنسبة للعنصر الأول، يحسن أن نختار CTR التى تنتج أقصى تيار طبيعى فى جهة الثانوي لـ CT فى حدود أقل من1A أو 5A فى حالة مرور التيار الطبيعي فى الابتدائي.

وأما العنصر الثانى فيحسن أن نختار CTR بحيث أن أقصى SC current يمر خلال الـ CT ينتج تياراً فى الجانب الثانوي لا يسبب تشبعاً.

مثال 3 -1

لو فرضنا أن تيار الـ SC فى دائرة يساوى 4600 أمبير، وأن التيار الطبيعي لنفس الدائرة يساوى 130 أمبير. ولو فرضنا أن CT يتشبع إذا تعدى تيار الثانوي خلاله 100 أمبير (ALF = 20)، أوجد الـ CTR (X: 5) المناسبة ؟

الـ CTR (X: 5) المناسبة تحسب كالآتي:

$$\frac{X}{I_{SC}} \rightarrow \frac{5}{<100} \qquad \frac{X}{4600} \rightarrow \frac{5}{<100}$$

www.drgilany.com

$$\therefore X \geq \frac{4600 * 5}{100} \geq 230$$

وبالتالي فإن CTR المناسبة هى 5 :300، حيث 300 هى أقرب قيمة قياسية أعلى من 230. وفى هذه الحالة فإن هذه النسبة تنتج فى الوضع الطبيعي تيارا يساوى:

$$\frac{130 \times 5}{300} = 2.1A$$

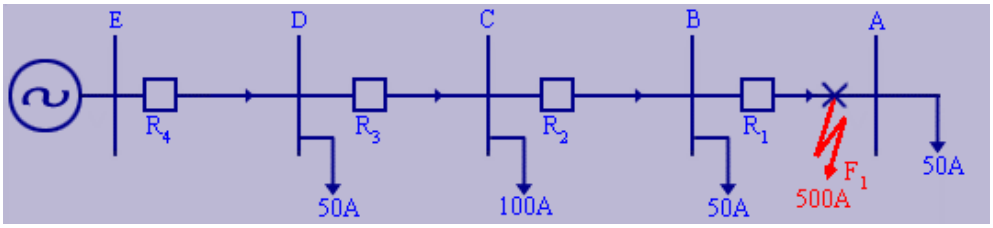
أى في الحدود الطبيعية (أقل من 5 أمبير). كما أنها لن تسبب تشبعا لأنها تنتج عند أقصى تيار قصر تيارا قيمته:

$$I_{SC} = \frac{4600 \times 5}{300} = 75A$$

وهو أقل من 100A المسبب للتشبع، وبالتالي فـ CTR تعتبر مناسبة.

2-3-3 مبادئ اختيار الـ Pickup Current

الشكل 3-9 يمثل شبكة توزيع مبسطة، وبيانات قيمة تيارات الأعطال عند المواضع المختلفة موجودة في الجدول أسفل الشكل.



Bus	Maximum Load	Minimum Fault Current	Maximum Fault Current
bus A	50	250	500
bus B	50	650	1200
bus C	100	1100	2000
bus D	50	1600	3500

شكل 3-9

www.drgilany.com

أبسط القواعد لحساب قيمة الـ Pickup Setting لكل جهاز من الأجهزة الأربعة (R_1، R_2، R_3، R_4) هو أن تختار الـ Pickup بحيث تكون أعلى من الـ Rated Current للـ Feeder المركب عليه الجهاز، فإن لم يكن معلوما فنحسبه بمعلومية max load current. وغالبا تكون الزيادة بنسبة 125–150 % من تيار الـ feeder/max load.

وعمليا تضاف قاعدة عامة أخرى عند الاختيار وهى أن يكون:

Pickup current < 2/3 (min short circuit current at first forward BB).

وذلك حتى يمكنه اكتشاف الأعطال بحساسية .

على سبيل المثال فالجهاز R_1 يضبط بحيث يكون أعلى على 125% من الـ 50A، وفى نفس الوقت أقل من (2/3 × 250A=166.7A)، (حيث 250A هي قيمة أقل SC عند الـ BB-A، كما في الجدول السابق)، أي يكون تيار الضبط بين 62.5A: 166.7A. وبالتالي فلو استخدمنا 100A مثلا سيكون مناسبا.

لكن في بقية الأجهزة الأخرى سيكون ذلك غير كاف، لأن جهاز الحماية R_2 مثلا نحتاج أن يكون حساسا أيضا للتيار عند BB-A كي يعمل كـ Backup له، وهذا يجعل القواعد السابقة كافية فقط للأجهزة على أطراف الشبكات، أما ضبط الأجهزة وتنسيقها مع أكثر من جهاز حماية فسنحتاج إضافة إلى ما سبق أن نضبط زمن التشغيل حتى تصبح هذه القيم مناسبة كما في الأجزاء التالية.

ملحوظة:

لا يؤخذ تأثير المحركات ولا محطات الطاقة الشمسية فى الاعتبار عند حساب قدرة القواطع CBs ومواصفاتها لأن تأثير هذه المحركات أو الـ PV يتلاشى بعد دورتين أو ثلاث وهو زمن قصير نسبيا 100–150 ms، وتلك حدود زمنية تسبق عمل منظومة الوقاية.، لكنها تؤخذ فى الاعتبار عند حسابات ضبط أجهزة الوقاية وحسابات الـ Coordination Studies مثلا لأنها تكون موجودة فى فترة أخذ القرار من قبل الـ Relay خاصة مع أجهزة الوقاية الرقمية التى تتميز بسرعة أخذ القرار.

3-3-3 خطوات تفصيلية لحساب قيمة الـ Pickup

الـ Pickup value هي القيمة التى يبدأ عندها الجهاز فى العمل وتسمى أيضا بالـ TAP. وفى أجهزة الإلكتروميكانيـــــــك القديمـــــــــة كانت النسبة بين تيار الـ SC إلى تيار الـ Pickup تسمى بـ Plug Setting Multiplier PSM، وتسمى هذه النسبة أيضا بالـ Multiple of TAP.

www.drgilany.com

ومن هنا أصبح من المتعارف عليه أن تيار العطل دائماً يقاس بمضاعفات الـ TAP، بمعنى أننا نقول مثلاً أن تيار العطل خمس أمثال الـ TAP أو ثلاثة أمثال الـ TAP، وهكذا، وهذا يفسر أن المحور الأفقى فى الشكل 3-5 لا يقاس بالأمبير، وإنما بمضاعفات TAP.

وتبدأ عملية حساب الـ Setting بتحديد قيمة الـ TAP (Pickup current) كنسبة مئوية من تيار الثانوي للـ CT التى تريد ضبط الجهاز عليها، وغالبا كما ذكرنا يتم الضبط على 125−150% من تيار الثانوي الطبيعي، ثم نختار أقرب قيمة أعلى منها من قيم الـ TAPs المتاحة فى جهاز الوقاية (قد يتم الضبط على نسبة أقل من الواحد الصحيح كما فى حالة EF Relay).

وتجدر الإشارة إلى أن جميع OC Relays تكون قيم الـ TAP الموجودة فيها مقسمة إلى أجزاء كنسبة من قيمة الـ Standard Input الخاص بالـ Relay، على سبيل المثال من 1A إلى 12A). مع ملاحظة أن جهاز الوقاية يكون الـ Standard Input له أما 1A أو 5A. و بعض الشركات تسمى هذه القيمة I_S إشارة إلى أنه تيار الـ Standard Input.

فإذا فرضنا أن لدينا OC Relay له Standard Input يساوى 1A، ففى هذه الحالة إذا ضبط الجهاز على 100% فإن $I_{Pickup} = I_s$ = TAP = 1A، أما إذا ضبط الجهاز على 75% فإن الـTAP فى هذه الحالة يساوى 0.75 A، وبالمثل إذا ضبط على 150% فإن الـ TAP=1.5A..

وبعد حدوث العطل تحسب النسبة بين تيار العطل I_{SC} وبين قيمة الـ Pickup وهى التي تسمى كما ذكرنا بالـ PSM أو تسمى Multiple of TAPs، ومن هذه القيمة وبمعرفة منحنيات التشغيل – أو من خلال معادلات التشغيل كما في الـ Digital Relays التى سنذكرها لاحقا يمكن معرفة زمن الفصل.

مثال 3 -2

احسب قيمة الـ PSM (Multiple of TAP) فى حالة استخدام OC Relay مضبوطا على 75%، ومع استخدام CTR = 100/1، وذلك فى حال مرور تيار عطل قدره 300 أمبير فى الجانب الابتدائي للـ CT.

الحل:

بما أن الـ Relay قد ضبط على 75% فقط فهذا معناه أن الـ

$$.TAP = 0.75 \times 1A = 0.75A = I_{Pickup}$$

وبما أن تيار العطل منسوبا للجانب الثانوي وطبقا لـ CTR المعطاة يساوى

$$300 \times 1/100 = 3A$$

إذن فتيار العطل مقاسا بـ TAP يساوى

$$3A / 0.75A = 4\ TAP$$

لاحظ مرة أخرى أن وحدة القياس هنا هى الـ TAP وليس الأمبير. (PSM = 4)

3-3-4 الخطوة الثالثة: اختيار Time Dial Setting , TDS

بعد أن تم تحديد الـ CTR في الخطوة الأولى، ثم تحديد قيمة Pickup value كمضاعفات من TAP (حساب قيمة الـ PSM) في الخطوة الثانية، فإننا في هذه الخطوة الثالثة سنحدد زمن الفصل لتيار معين، وذلك بعد تحديد منحنى تشغيل معين من المنحنيات التى ظهرت فى شكل 3-5 وتسمى هذه العملية اختيار Time Dial Setting. أو تسمى أحيانا Time Multiplier Setting، TMS، و التسميتان: TDS أو TMS مترادفتان، والمثال التالي يبين طريقة حساب زمن العطل.

مثال 3 -3

من منحنيات Overcurrent الموجود فى شكل رقم 3-5، مطلوب حساب زمن التشغيل عند حدوث عطل، مسببا مرور 12 أمبير فى الـ Relay، علماً بأن Pickup للجهاز يساوى 4 أمبير، ومنحنى الزمن المستخدم (TDS) هو المنحنى رقم 4 فى الشكل 3-5.

الحل:

هذا مثال بسيط جداً لأنه يعطى قيمة الـ Pickup مباشرة، ومن ثم نحتاج فقط أن نعرف كم يساوى كمضاعفات لـ TAP، ثم نستخدم المنحنى المعطى لتحديد الزمن

$$I_F\,(as\,a\,multiple\ \ of\ TAPs) = \frac{12\,A}{4} = 3\,Tap$$

www.drgilany.com

ثم فى الشكل 3-5، نرسم خط رأسى عند TAP=3 حتى يتقاطع مع المنحنى رقم 4، ثم ارسم خط أفقى، لتجد أن زمن فصل هذا العطل يساوى 3.5 Sec.

3-3-5 كيف يتم اختيار المنحنى المناسب؟

في الأمثلة السابقة كنا فقط نحسب زمن التشغيل بمعلومية نسبة تيار العطل إلى قيمة الـ Pickup، (PSM / Multiple of TAP)، وبمعلومية المنحنى الذى ضبط عليه الجهاز (TDS). لكن السؤال هنا: على أي أساس يتم اختيار منحنى الـ TDS؟

حتى يتم اختيار الـ TDS بصورة صحيحة لابد أن يؤخذ فى الاعتبار قواعد التنسيـــــــــق Coordination Study بين أجهزة الوقاية المختلفة، فلو فرضنا مثلاً، وطبقاً للشكل 3-10 على سبيل المثال، أن الجهاز A سيفصل العطل بعد زمن قدره 0.15 sec، فإننا نتوقع أن B يجب أن يفصل نفس العطل (فى حالة تعثر A لأى سبب من الأسباب) بعد زمن أطول. وفى أغلب الحالات يوضع فترة تمييز زمنية Time Gap بمعنى هامش زمنى بين الجهازين فى حدود 0.4 sec. وهذه الفترة الزمنية تتوقف على عدة عوامل أهمها زمن فصل القاطع، والخطأ فى دقة القياس، و معامل الأمان، و زمن الـ Reset.

وهذه المعاملات مجتمعة في Eq. 3-3:

Eq. 3-3: $$\Delta t \geq t_{CB} + t_{\mathrm{Re}set} + t_{Inacc} + t_{M\arg} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (3-3)$$

Where:

t_{CB} = Operating time for the circuit breaker = 40: 100 msec.

t_{Reset} = Reset time for the relay = 40: 70 msec.

t_{Inacc} = The sum of inaccuracy in time measurement = 50: 100 msec.

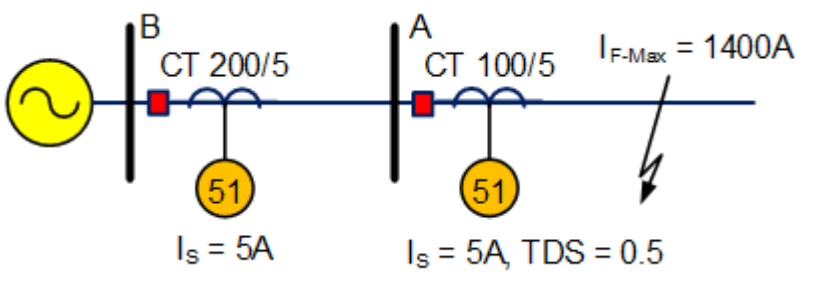
t_{Marg} = Safety margin

ومن الخبرات العملية وجد أن أنسب قيمة لتحقيق التناسق بين Relays تكون فى حدود 400 مللى ثانية، وقد تقل أحيانا إلى 300 مللى ثانية.

www.drgilany.com

مثال 3 -4

احسـب زمن الفصـل لجهازى الحماية عند A و B فى الشـكل 3-10. جميع المعلومات معطاة فى الشكل.



شكل 3-10

الحل

واضح من المعلومات المعطاة أن الجهاز A له الـ Pickup = 5A.

بالنسبة للـ Relay –A فتيار العطل (Referred to secondary side) يساوى:

$$I_F = \frac{1400}{100/5} \div 5A = 14Tap$$

وزمن الفصل المقابل لهذه القيمة من الشكل 3-5 عند استخدام TMS = 0.5 (تم اختيار هذا المنحنى لأنه آخر جهاز ولا يحتاج تنسيق مع أحد) يساوى تقريبا 0.15.

أما الـRelay-B فتيار العطل عنده يساوى:

$$I_F = \frac{1400}{200/5} \div 5A = 7Tap$$

وزمن الفصل المقابل لهذه القيمة من الشكل 3-5 يساوى تقريبا 0.25 ثانية بفرض أننا نستخدم نفس الـ TMS السابق. وبالطبع فهذه نتيجة غير مرضية لأن الزمن بينهما صغيـــــر وأقل من Coordination Time الذى نفترض ألا يقل عن 0.3 sec.، ولحل هذه المشكلة يلزم استخدام TMS

www.drgilany.com

أكبر وليكن مثلا المنحنى رقم 1 لـ Relay-B. فعندها سنحصل على زمن فصل يساوى تقريبا 0.5 ثانية، وهذا يعنى أنه منحنى مناسب.

6-3-3 كيفية ضبط Trip Unit Instantaneous

كما سبق وذكرنا فإن الـ Instantaneous OC relays مناسبة للوقاية من الأعطال الخطيرة ذات التيار العالى لأنها تفصل لحظياً بمجرد أن يتعدى تيار العطل قيمة محددة سلفاً للجهاز. وهناك عدة اعتبارات يجب أن تراعى عند ضبط هذه الوحدات.

أولاً: إذا كان الجهاز مستخدماً لوقاية خطوط متتابعة كما فى الشكل 3-9، أو الشكل 3-10 فإن Instantaneous unit عند محطة ما يجب أن تضبط قيمة الـ Instantaneous Pickup الخاص بها بحيث تفصل عند قيمة أعلى بنسبة 1.25 من أقصى تيـــــــار عطل متمـــــــــاثل Symmetrical rms Fault Current محسوب عند BB المحطة التالية.

فمثلا عند ضبط الجهاز B فى الشكل 3-10، فإنه يجب أولاً تحديد أقصى تيار قصر عند BB-A، وبعدها تضبط وحدة الفصل اللحظى للجهاز B على قيمة أعلى من $I_{SC\ (at\ BB\text{-}A)}$ بنسبة تتراوح بين 20-50 % (غالبا تؤخذ 1.25). أما الجهاز الأخير الذى لا ينسق مع أحد فتضبـــــــط قيمة الـ Instantaneous trip له على قيمة أعلى من نصف قيمة الـ I_{SC} المار به.

لاحظ أن خطوات الضبط تبدأ من النقطة الأبعد من المصدر ثم تتجه بالتدريج حتى تصل إلى المصدر.

و بخصوص نسبة الـ 50-20% الزائدة، فقد تم اختيارها لتجنب أن يفصل الجهاز B مثلاً لحظياً بسبب عطل أمام A، حيث أنه من المعلوم أن هناك احتمالات للخطأ فى تحديد قيمة التيار نتيجة أخطاء أجهزة القياس وغير ذلك، لكن مجمل هذه الأخطاء دائماً يكون أقل من نسبة 20% من قيمة تيار العطل، وهذا هو السبب فى اختيار هذه النسبة.

وهذه النسبة قد تزيد إلى 50% فى حالة استخدام Instantaneous Trip Unit لوقاية الجانب الابتدائي لمحولات القوى Power Transformers حتى نتجنب الفصل الخاطئ بسبب عنصر جديد وهو تيار الاندفاع فى المحولات Transformer Inrush Current، وبالتالي يتم رفع نسبة الخطأ المتحمل إلى 50% بدلاً من 20%.

www.drgilany.com

وفيما يلى أقدم مثالين شاملين لكل الأفكار السابقة. في المثال الشامل الأول سنستخدم أجهزة وقاية تقليدية حسب المنحنيات التي ظهرت في الشكل 3-5، أما في المثال الشامل الثانى فسيكون مثل الأول لكن سنفترض أن جميع أجهزة الوقاية من النوع الرقمى Digital Relays.

مثال 3-5 (المثال الشامل الأول)

شبكة التوزيع التي تظهر في الشكل 3-11 تشتمل على البيانات التالية:

Relay data:

- Pick-up setting: 1 to 12 A in steps of 1 A (القيم المتاحة داخل الـجهاز)
- Time dial setting: as in Fig. 3-13
- Instantaneous: 6 to 144 A in steps of 1 A. (القيم المتاحة داخل الـجهاز)
- The discrimination margin to be 0.4 s.

CT Data:

- C100 ،R_B =1Ω

المطلوب:

1- احسب قيم التيارات الطبيعية Nominal rated value عند الـ BBs المختلفة في الشكل.
2- احسب قيم تيارات الأعطال عند الـ BBs المختلفة في الشكل.
3- اختر قيم الـ CT ratio المناسبة لأجهزة الوقاية المركبة عند كل BB.
4- اختر قيم الـ Relay pickup.
5- اختر قيم الـ TDS وقيم ضبط Instantaneous pickup لكل جهاز حماية لضمان تحقق التنسيق الكامل Full Coordination بينهم.
6- ارسم منحنيات Time – Current لجميع أجهزة الوقاية للتحقق من الـ Coordination.

خطوات الحل:

1- **أولا: لحساب قيم nominal rated current عند الـ BBs المختلفة**

نبدأ من نهاية الشبكة:

a. التيار الخارج من نقطة رقم 1 في الشكل 3-11 يحسب على النحو التالي:

www.drgilany.com

$$I_{Nom1} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_L} = \frac{3 \times 10^6}{\sqrt{3} \times (13.2 \times 10^3)} = 131.2A$$

b. التيار الخارج من النقطة رقم 2 يمثل ثلاثة أضعاف القيمة السابقة لأنه يغذى ثلاثة أحمال متشابهة خارجة من BB-C، (كل منها يساوى 3MVA)، وبالتالي يكون

$$I_{Nom2} = 3 \times 131.2 = 393.6 \text{ A}$$

c. أما التيار الخارج من النقطة رقم 3 فلا يمكن حسابه بنفس الطريقة السابقة لأن الرسم لا يوضح هل الأحمال الثلاثة الخارجة من BB-B متشابهة أم لا، وبالتالي فالطريقة الوحيدة التي نحسب بها قيمة التيار الطبيعي الخارج من النقطة 3 فهو أن نفترض أن التيـــــار المار خلالها هو أقصى تيـــــار طبيعى Rated current للمحول عند التحميل الكامل:

$$I_{Nom3} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_L} = \frac{25 \times 10^6}{\sqrt{3} \times (13.2 \times 10^3)} = 1093.5A$$

d. تيار النقطة 4 هو نفسه تيار 3 لكن مع اعتبار نسبة التحويل للمحول.

ثانيا: لحساب قيم الـ SC current عند الـ BBs المختلفة نستخدم الطريقة التقليدية بقسمة الجهد (الـ Phase Voltage) على المعاوقة (Z) من المصدر وحتى نقطة العطل وذلك لبساطة الدائرة. وبالنظر للبيانات الموجودة على الشكل 3-11 يتبين أن جميع المعاوقات معلومة ما عدا:

معاوقة المصدر التي تحسب على النحو التالي:

$$Z_S = \frac{V^2}{MVA_{SC}} = \frac{115^2}{950} = 13.92\Omega \; refered \; to \; 115 \; kV$$

المعاوقة المكافئة للمحول. ورغم أنها معطاة بالـ Per unit ألا أننا نحتاج لحسابها بالأوم، وذلك بالطريقة التالية:

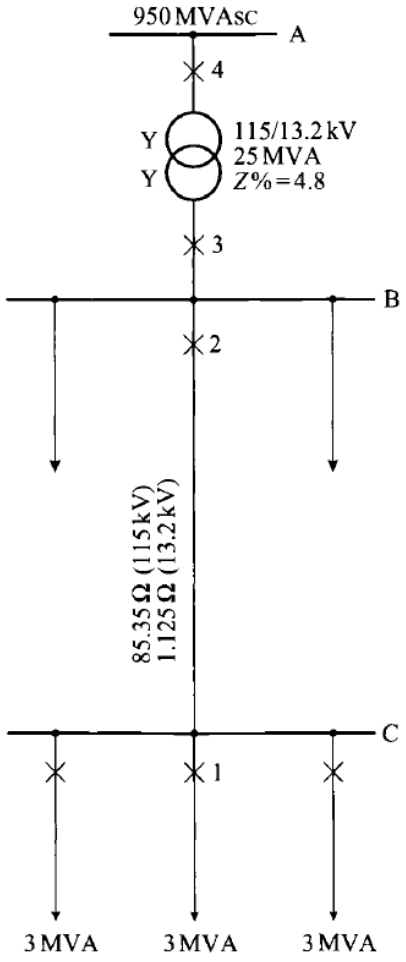
www.drgilany.com

$$Z_{Transf} = Z_{pu} \times Z_{base} = 0.048 \times \frac{(kV^2)}{MVA_{Base}} = \frac{115^2}{25}$$

$$= 25.39\Omega \; refered \; to \; 115 \; kV$$

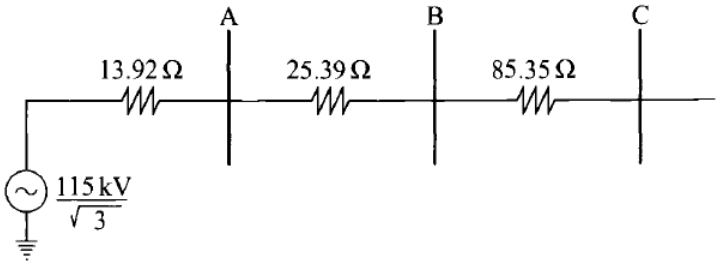
أما باقى المقاومات فمعطاة مباشرة على الرسم.

وبالتالي يمكن الوصول إلى الشكل 3-12 الذى يمثل الشبكة المكافئة للنظام بالأوم محسوبة كما لو كانوا جميعا موجودين في جهة الـ 115 kV.



شكل 3-11

www.drgilany.com



شكل 3-12

ومن هذا الشكل يمكن حساب قيمة تيار القصر عند الـ BBs المختلفة على النحو التالي:

$$I_{Fault-C} = \frac{V}{\sqrt{3} \times (sum\ of\ Z)} = \frac{115 \times 10^3}{\sqrt{3} \times (13.92 + 25.39 + 83.35)}$$

$$= 532.6A\ Referred\ to\ 115\ kV\ side$$

$$I_{Fault-B} = \frac{V}{\sqrt{3} \times (sum\ of\ Z)} = \frac{115 \times 10^3}{\sqrt{3} \times (13.92 + 25.39)} = 1689A$$
$$Referred\ to\ 115\ kV\ side$$

$$I_{Fault-A} = \frac{V}{\sqrt{3} \times (sum\ of\ Z)} = \frac{115 \times 10^3}{\sqrt{3} \times (13.92)} = 4769.8A$$
$$Referred\ to\ 115\ kV\ side$$

ويمكن حساب قيم التيارات السابقة منسبة referred to لجهد الـ 13.2 kV وذلك فقط بضربها في الـ Turns ratio (115/13.2). فمثلا تيار $I_{Fault-C}$ يساوى

$$= 532.6 \times \frac{115}{13.2} = 4640.2A\ Referred\ to\ 13.2\ kV\ side$$

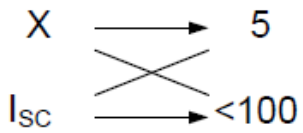
وبالمثل يكون تيار $I_{Fault-B}$ يساوى

www.drgilany.com

$$= 1689 \times \frac{115}{13.2} = 14714.8A \; Referred \; to \; 13.2 \; kV \; side$$

ثالثا: اختيار الـ Turns Ratio المناسبة لمحولات التيار

بتطبيق نفس القواعد التي سبق الحديث عنها في بداية هذا الفصـــــل وهى أن قيمـــــــــة الـ Turns-Ratio بفرض أنها تساوى X: 5 فإن قيمة X يجب أن تمرر تيارا لا يسبب حدوث تشبع في الـ CT وهذا لا يتحقق إلا إذا كان أقصى تيار قصر في الجانب الابتدائي يمرر تيارا في الجانب الثانوي أقل من 100 أمبير (راجع معطيات المسألة والجزء 3-3 في هذا الفصل).



وبالتالي فإن قيمة X تساوى

$$X = I_{SC} \times \frac{5}{100}$$

ومنها نحسب أقرب قيمة واقعية للـ Turns-Ratio كما في الجدول 3-1 الذى يطبق هذه الخطوات عند الـ BBs المختلفة (أماكن تركيب الـ CBs).

لاحظ أن الـCBs المركبة عند الموضع 2 والموضع 3 لهما نفس مستوى القصر ولكن التيار الـ Nominal الذى يمر خلال كل منهما مختلف عن الآخر، وبالتالي اختلفت قيمة Turns-Ratio للـ CT المركب عند النقطة 2 مقارنة بالـ CT المركب عند النقطة 3 حتى تحقق الشرط الثانى من شروط اختيار الـ CT Ratio وهو التأكد من مرور تيار في الجانب الثانوي أقل من 5A أثناء مرور التيار الطبيعي في الجانب الابتدائي.

www.drgilany.com

جدول 3-1

CB-Number	Max I_{nom}	I_{sc}	X= I_{sc} ×(5/100)	CT Ratio
1	131.2	4640	232	300/5
2	393.6	14714	735	800/5
3	1093.5	14714	735	1100/5
4	125.5	4769	238	300/5

رابعا: اختيار قيم الـ Pickup لأجهزة الـ OC

المرحلة الأخيرة في التصميم بعد اختيار قيم الـ CT ratio هي اختيار قيم الضبط لجهاز الـ Overcurrent.

قيمة الـ Pickup للـ Relay يحسب بحيث يكون أكبر من الـ rated current للخط المركب عليه الجهاز فغن لم يكن معلوما فيجب أن يكون أعلى على الأقل مرة ونصف من أقصى تيار طبيعى يمر خلاله (وهو ما سنستخدمه هنا)، مع ملاحظة أن هذا التيار يمر في دائرة الـ Secondary للـ CT ولذا يكون حسابه على النحو التالي:

Relay-1: 1.5(131.2)5/300=3.28A: → pick-up set at 4 A
Relay-2: 1.5(393.6)5/800=3.69A: → pick-up set at 4 A
Relay-3: 1.5(1093.5)5/1100=7.46A: → pick-up set at 8 A
Relay-4: 1.5(125.5)5/300=3.14A: → pick-up set at 4A

لاحظ أن قيم الـ Pickup يجب أن تأخذ قيما صحيحة من 1-12 أمبير طبقا لنوع الجهاز المعطى في المسألة، ولذا اخترت أقرب قيم صحيحة في الحالات الأربع السابقة.

خامسا اختيار الـ Time Dial Setting وقيمة الفصل اللحظى للأجهزة

يجب أن تتم هذه الخطوة بدءا من آخر جهاز حماية بعيد عن المصدر ثم نتحرك في اتجاه مصدر التغذية. ففي هذا المثال يجب أن تتم هذه الاختيارات أولا لجهاز الحماية Relay-1 (الأبعد عن المصدر) ثم تضبط باقى الأجهزة عليه.

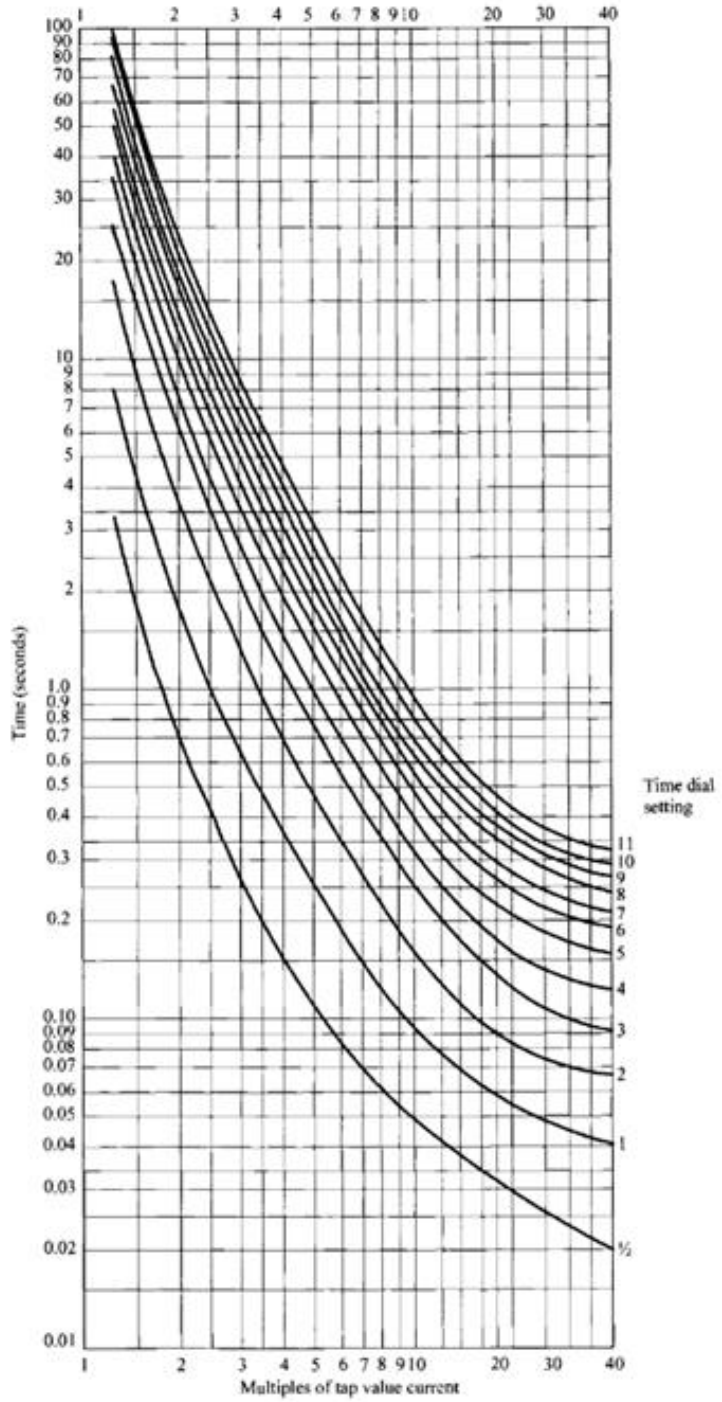
www.drgilany.com

اختيار الـ Time Dial Setting للـ Relay-1

من الجزء السابق وجد أن I_{pickup} لـ Relay-1 يساوى 4A.

وبما أن Relay-1 هو آخر جهاز في الشبكة فبالتالي سيكون هو الأسهل في اختيار منحنى الـ TDS، لأنه لا يحتاج إلى Coordination مع غيره من أجهزة الوقاية التي تليه. فالمفروض أن يكون الـ TDS له هو المنحنى رقم 0.5 في الشكل رقم 3-13. لكن بعض شركات التوزيع تفضل أخذ المنحنى الذى يليه (منحنى رقم 1) بدلا منه لضمان نوع من الـ Stability خاصة مع الأعطال الـ Transient، فجهاز الوقاية السريع جدا قد لا يكون مرغوبا فيه مثلا في دوائر التوزيع التي تعانى من أعطال Transients متعددة. ولذا سنعتبر منحنى Relay-1 هو المنحنى رقم 1 في الشكل 3-13.

www.drgilany.com



شكل 3-13

www.drgilany.com

اختيار الـ Instantaneous Setting للـ Relay-1

قيمة ضبط الـInstantaneous Setting للجهاز الأخير الأبعد عن المصدر تكون أعلى من نصف قيمة I_{sc} المارة فيه. (جميع الحسابات تتم في جهة الثانوي الموجود بها الـ Relay)، أي

$$I_{inst-R1} = 0.5 \times I_{sc} \times \left(\frac{1}{CTR}\right)$$

$$= 0.5 \times 4640 \times 5/300 = 38.6 \text{ A}$$

وأقرب قيمة قياسية يمكن استخدامها (طبقا لمعطيات المسألة) هي 39A.

ويمكن التعبير عن هذه القيمة أيضا بوحدة الـ TAP (أي كم تساوى من مضاعفات الـ Pickup)، وذلك بقسمتها على الـ Pickup value.

$$39 \div 4 = 9.75$$

ومن المنحنيات شكل 3-13 وباستخدام منحنى رقم 1 مع *TAP=9.75* نجد أن زمن الفصل اللحظى يساوى *0.1 Sec* تقريبا.

لاحظ أن القيمة التي ضبط عليها الـ Instantaneous Trip (39A) تكافئ تيارا في الابتدائي يساوى:

$$39 \times \frac{300}{5} = 2340A \ (ref \ to \ 13.2 \ kV)$$

وهذا يعنى أن المنحنى رقم*1* الذى تم اختياره سوف يتم إنهاؤه رأسيا عند هذه القيمة من التيار، لأنه لا معنى لرسم المنحنى بعد هذه القيمة. راجع المنحنى الممثل للـ *Relay-1* في الشكل 3-14.

ملاحظة: عند هذه القيمة للتيار سيتم التنسيق مع المنحنى الخاص بالـ *Relay-2* الذى يليه. وما تم مع *Relay-1* سيتكرر حرفيا في باقى الأجهزة.

اختيار قيمة الـ Time Dial Setting لـ Relay-2

مفتاح اختيار الـ TDS لـ Relay-2 هو أن قيمة أقصى تيار قصر يسمح بمروره في الجهاز الذى أمامه (Relay-1)، (وهى نفس القيمة التي ضبطت عليها الـ Instantaneous Value)، هذه القيمة يجب أن تجعلRelay-2 يفصل متأخرا بمقدار Time gap معين لضمان حدوث تنسيق بين الأجهزة. وحيث أن أقصى تيار يمر في الـ Relay-1 هو 2340A، وهو يعادل TAP 9.75، وهو يقابل زمن

www.drgilany.com

قدره 0.1 sec على المنحنى الـ TDS الأول الذى تم اختياره للـ Relay -1 كما سبق. فإذا أخذنا الـ Time Gap = 0.4 sec فهذا يعنى أنه عند مرور 2340 أمبير في Relay-2 يجب ألا يقل زمن الفصل فيه عن

$$0.1 + 0.4 = 0.5 \text{ Sec}$$

وكما ذكرنا سابقا فإن المنحنيات في الشكل 3-13 لا تتعامل بالأمبير بل تتعامل بالـ TAP ومن ثم فالتيار 2340 أمبير عند مروره بـ Relay-2 سيكافئ تيارا في الجانب الثانوي له قدره

$$2340 \times 5/800 = 14.62\text{A}$$

ويمكن التعبير عن هذه القيمة بوحدة الـ TAP (بالقسمة هنا على الـ Pickup الخاص بالـ Relay-2 (يساوى 4A) أي يساوى

$$14.62/4 = 3.66 \text{ TAP}$$

وبالبحث عن نقطة تقاطع هذه القيمة (3.66) مع الزمن المطلوب (0.5 Sec.) سنجد أن أقرب منحنى هو المنحنى رقم 2، وهو الذى سيتم اختياره لـ Relay -2.

اختيار قيمة الـ Instantaneous Setting لـ Relay-2

كما ذكرنا فإن قيمة ضبط الـ Instantaneous setting تتراوح بين 1.5-1.2 من قيمة أقصى Short Circuit current يمر في الـ BB الذى يقع أمامه (BB-C في هذه الحالة) وهذا يعنى أن (بفرض أننا أخذنا 1.25):

$$I_{inst-R2} = 1.25 \times I_{sc-BB-C} \times \left(\frac{1}{CTR}\right)$$

$$I_{inst-R2} = 1.25 \times 4640 \times \left(\frac{5}{800}\right) = 36.25A$$

وأقرب قيمة قياسية يمكن استخدامها هي 37A، وهو ما يعادل 9.25 TAP، وتعادل في الجانب الابتدائي تيارا قدره:

$$I_{Pri-R2} = 37 \times \left(\frac{800}{5}\right) = 5920A$$

www.drgilany.com

وبالمثل كما ذكرنا في حالة Relay-1 فستتسبب الـ Instantaneous setting في جعل المنحنى الخاص بالـ Relay-2 ينتهى رأسيا عند هذه القيمة كما في الشكل 3-14. ومنها سنبدأ التنسيق مع Relay-3 كما في الخطوة التالية.

اختيار قيمة الـ Time dial setting لـ Relay-3

مفتاح اختيار الـ TDS لـ Relay-3 هو أن قيمة أقصى تيار قصر يسمح بمروره في الجهاز الذى أمامه (Relay-2) يجب أن يجعل Relay-3 يفصل متأخرا بمقدار Time gap معين لضمان حدوث تنسيق بين الأجهزة. لاحظ أن هذه القيمة هي نفسها التي ضبط عليها Inst. Trip للجهاز الذى أمامه، وحيث أن أقصى تيار قصر يمكن أن يمر في الـ Relay-2 يعادل 5920A كما سبق، وهو يقابل زمن قدره 0.18 sec على المنحنى الـ TDS المستخدم مع Relay-2. فإذا أخذنا الـ Time Gap = 0.4 sec فهذا يعنى أنه عند مرور 5920 أمبير في Relay-3 يجب ألا يقل زمن الفصل فيه عن

$$0.18 + 0.4 = 0.58 \text{ Sec}$$

وكما ذكرنا سابقا فإن المنحنيات في الشكل 3-13 لا تتعامل بالأمبير بل تتعامل بالـ TAP، ومن ثم فالتيار 5920 أمبير عند مروره بـ Relay-3 سيكافئ تيارا في الجانب الثانوي له قدره

$$5920 \times 5/1100 = 26.9\text{A}$$

ويمكن التعبير عن هذه القيمة بوحدة الـ TAP (بالقسمة هنا على الـ Pickup الخـــاص بالـ Relay-3 (يساوى 8A) أي يساوى

$$26.9 / 8 = 3.36 \text{ TAP}$$

وبالبحث عن نقطة تقاطع هذه القيمة (3.36) مع الزمن المطلوب (0.58 sec) سنجد أن أقرب منحنى هو المنحنى رقم 2 وبالتالي فسيستخدم أيضا مع Relay-3 كما استخدم مع Relay-2.

و نظرا لوجود Relay-2، وكذلك Relay-3 على نفس الـ BB فإنه عمليا تلغى خاصية الـ Instantaneous من الـ Relay-3 منعا للتضارب حتى لا يفصل قبل Relay-2.

اختيار قيمة الـ Time dial setting لـ Relay-4

مفتاح اختيار الـ TDS لـ Relay-4 هو أن قيمة أقصى تيار قصر يمر في الجهاز الذى أمامه (Relay-3) يجب أن يجعل Relay-4 يفصل متأخرا بمقدار Time gap معين لضمان حدوث تنسيق بين الأجهزة. وأقصى تيار قصر في الـ Relay-3 (لا يوجد حد رأسي كما في الأجهزة السابقة بسبب

www.drgilany.com

إلغاء خاصية الـ Instantaneous) يؤخذ من الجدول 3−1، وقيمته 14714 أمبير. وهذه القيمة إذا مرت خلال Relay-3 ستعادل:

$$14714 \times \frac{5}{1100} \div 8 = 8.3TAP$$

وبتوقيع هذه القيمة على المنحنى الخاص بـ Relay-3 (منحنى رقم 2) سنجد أنه يفصل على زمن قدره 0.21 sec. فإذا أخذنا الـ Time Gap = 0.4 sec فهذا يعنى أنه عند مرور 14714 أمبير في Relay-4 يجب ألا يقل زمن الفصل فيه عن

$$0.21 + 0.4 = 0.61 \text{ Sec}$$

وفى نفس الوقت لو مر نفس التيار (14714 خلال Relay -4 ستعادل:

$$I_{sc} = 14714 \times \frac{13.2}{115} \times \left(\frac{5}{300}\right) \div 4 = 7.04\, Tap$$

وبالبحث عن أقرب منحنى لتقاطع 7.04 TAP مع 0.61 sec سنجد أن المنحنى رقم 5 هو الأقرب.

لاحظ الضرب في الـ turns ratio بسبب اختلاف ال voltage level.

<u>اختيار قيمة الـ Instantaneous Setting لـ Relay-4</u>

قيمة ضبط الـ Instantaneous setting تتـــــــــراوح بين 1.2: 1.5 من قيمـــــــة أقصى Short Circuit Current يمر في الـ BB الذى يقع أمامه (BB-B في هذه الحالة) وهذا يعنى أن (بفرض أننا أخذنا 1.25):

$$I_{inst-R4} = 1.25 \times I_{sc-BB-B} \times \left(\frac{1}{CTR}\right)$$

$$I_{inst-R4} = 1.25 \times 14714 \times \frac{13.2}{115} \times \left(\frac{5}{300}\right) = 35.19A$$

وأقرب قيمة قياسية يمكن استخدامها هي 36A.

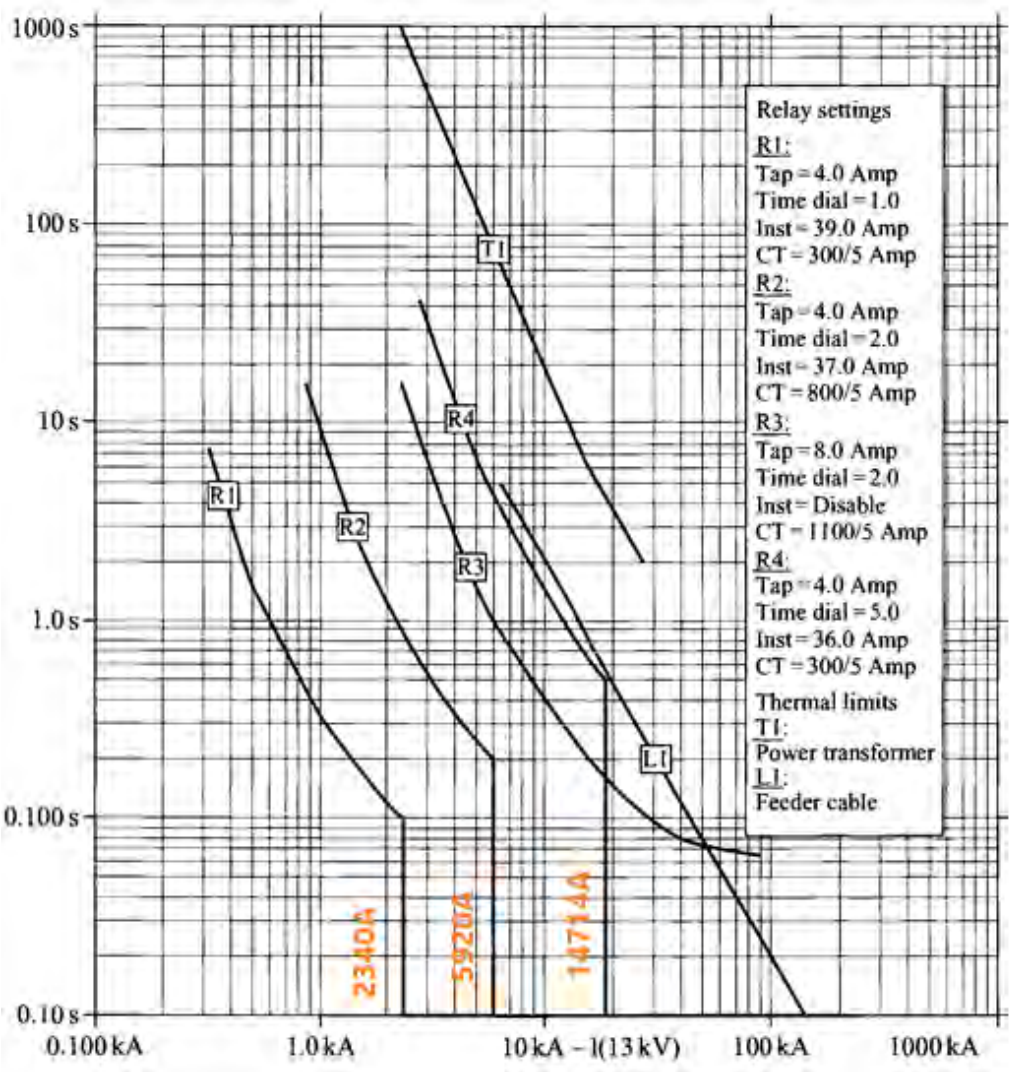
وهذا يعنى أن المنحنى الممثل لـ Relay-4 سوف يقطع رأسيا عند هذه القيمة

$I_{inst.prim}$ = 36(300/5) = 2160 A referred to 115kV

$I_{inst.prim}$ = 2160(115/13.2) = 18818.2 A referred to 13.2kV

www.drgilany.com

وهى القيمة التي ظهرت رأسيا في الشكل 3-14 نظرا لرسم جميع المنحنيات بمرجعية هذا الجهد (13.2 kV). والشكل 3-14 يلخص كل النتائج السابقة.



شكل 3-14

3-3-7 أجهزة الـ Digital Overcurrent Relays

يعتمد أداء أجهزة الـ Digital Overcurrent Relays على نفس المنحنيات السابقة ولكن ممثلة من خلال المعادلات كتلك الموجودة في الجدول 3-2.

www.drgilany.com

جدول 3-2

Table - A : IEEE Inverse Characteristic Equations (Source : MiCOM P540/ALSTOM)		
IEEE Moderately Inverse	IEEE Very Inverse	IEEE Extremely Inverse
$t=\frac{TD}{7}\times\left\{\left(\frac{0.0515}{(I/Is)^{0.02}-1}\right)+0.114\right\}$	$t=\frac{TD}{7}\times\left\{\left(\frac{19.61}{(I/Is)^{2}-1}\right)+0.491\right\}$	$t=\frac{TD}{7}\times\left\{\left(\frac{28.2}{(I/Is)^{2}-1}\right)+0.1217\right\}$
US CO8 Inverse	US CO2 Short Time Inverse	
$t=\frac{TD}{7}\times\left\{\left(\frac{5.95}{(I/Is)^{2}-1}\right)+0.18\right\}$	$t=\frac{TD}{7}\times\left\{\left(\frac{0.02394}{(I/Is)^{0.02}-1}\right)+0.01694\right\}$	Normal range of TD is 0.5 to 15

Table - A : IEC Inverse Characteristic Equations		
IEC SI (Standard Inverse)	IEC VI (Very Inverse)	IEC EI (Extremely Inverse)
$t=TMS\times\frac{0.14}{(I/Is)^{0.02}-1}$	$t=TMS\times\frac{13.5}{(I/Is)-1}$	$t=TMS\times\frac{80}{(I/Is)^{2}-1}$

ففي مواصفات الـ IEC مثلا تجد الـ Inverse Characteristic ممثلة بـ Eq. 3-4:

Eq. 3-4: $t = TMS \times \left[\frac{0.14}{\left(\frac{Isc}{I_S}\right)^{0.02}-1}\right]$

حيث:

t — زمن الفصل الذى سيفصل بعده جهاز الوقاية إذا مر به تيار قدره I_{SC}.

I_{sc} — قيمة تيار العطل Fault current.

TMS — Time Multiplier Setting or Time Dial Setting يكافئ رقم المنحنى في الأشكال التقليدية، وكان دائما رقما محدد discrete (0.5, 1, 2, 3, 4, etc)، أما هنا فيأخذ أي قيمة.

I_s — هو نفسه الـ I_{pickup}، ويساوى قيمة التيار التي يتم ضبط الجهاز عليها، وأحيانا تستبدل النسبة I_{sc}/I_S بالرمز PSM وكما ذكرنا سابقا فهما مترادفتان.

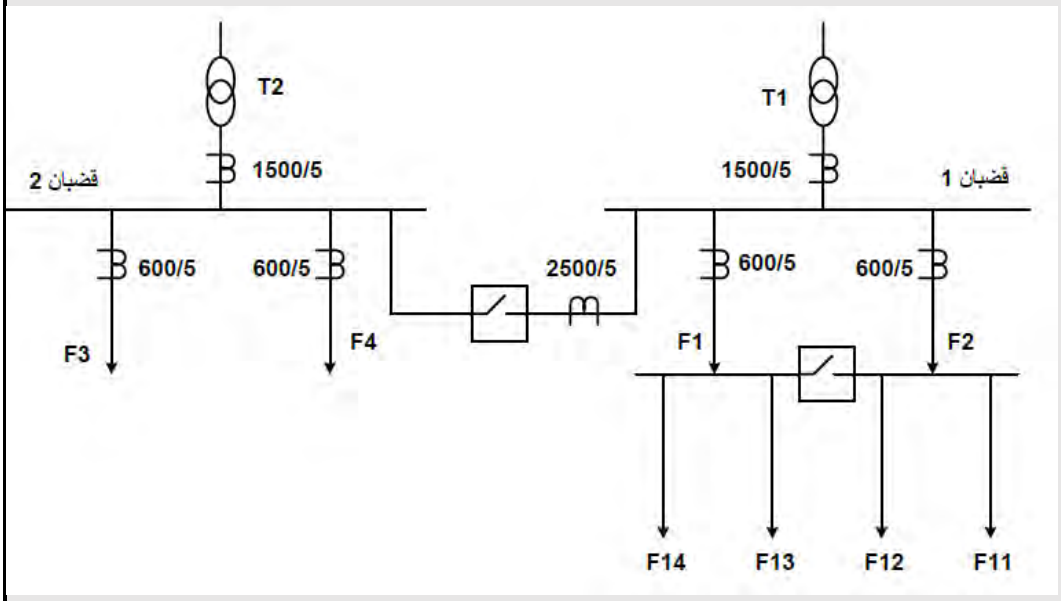
www.drgilany.com

ويقوم مهندس الحماية باختيار القيم المناسبة للـ TMS and I_S من أجل الوصول لزمن فصل t (يحدده المهندس حسب دراسات الـ Coordination).

وأحيانا في دراسات الـ Coordination يكون زمن الفصل هو المعلوم بالإضافة لمعلومية قيمة تيار العطل، وبالتالي نحصل من هذه المعادلة على قيمة الـ TMS الذى يبرمج عليه الجهاز لنصل إلى زمن الفصل المطلوب.

المثال الشامل الثانى (Digital Relays)

مطلوب عمل ضبط لجميع أجهزة الوقاية الرقمية التي تظهر في الشبكة التالية



البيانات المعطاة:

قدرة المحول 25MVA

حمل كل مغذى 100A

زمن التأخير بين كل مرحلة وأخرى لا يقل عن 200ms

CTR for Bus-Section (Distribution) = 600/5,

www.drgilany.com

CTR for feeders = 200/5

Short Circuit Current at output Feeders = 5000A

الحل

سنفترض أن جميع الأجهزة تتبع Eq. 3-4

$$t = TMS \times \left[\frac{0.14}{\left(\frac{I_{sc}}{I_s}\right)^{0.02} - 1}\right]$$

وبالتالي فالمطلوب هو تحديد I_S (Pickup)، وتحديد TMS لكل جهاز حماية.

أولاً: ضبط الـ Setting على مغذيات الخروج (مغذي F11 مثلاً)

I_S = Pickup = 1.25 × (I_{Rated}) = 125A = 125A (primary)
Pickup (Secondary) = 125×5/200 = 3.125A (Secondary)
I_{SC} = 5000A (given) = 125A (referred to Secondary)
Min. TMS = 0. 05

بالتعويض في المعادلة العامة السابقة

$$t = 0.05 \times \left[\frac{0.14}{\left(\frac{125}{3.125}\right)^{0.02} - 1}\right]$$

سنجد أن زمن الفصل t=91.4 ms.

ثانياً: ضبط الـ Relay عند الـ Bus-Section في لوحة التوزيع

إذا أغلق القاطع الخاص بالـ Bus Sec سيمر أقصى تيار بقيمة 200 أمبير، ويحتاج على الأقل إلى 200ms أكثر من القاطع الموجود على المغذيات، ومن ثم تكون قيم الضبط

Pickup = 1.25 × (max current) = 1.25×200A = 250A (primary)
Is = Pickup (Secondary) = 250×5/600 = 2.08A
t = 200 + 91.4= 291ms

www.drgilany.com

بالتعويض في المعادلة العامة السابقة سنجد أن TMS =0.1285

ثالثاً: ضبط الـدخول على لوحة توزيع (مغذى F1 مثلاً)

إذا أغلق القاطع الخاص بالـ Bus Section سيمر أقصى تيار بالـ Feeder, F1 بقيمة 400 أمبير، ويحتاج على الأقل إلى 200ms أكثر من القاطع الموجود على الـ Bus Section، ومن ثم تكون قيم الضبط

Pickup = 1.25 × (max current) = 1.25×400A = 500A
Is = Pickup (Secondary) =500×5/600 = 4.17A
Time = 291+200= 491ms

بالتعويض في المعادلة العامة السابقة سنجد أن TMS =0.1654 .

وبالمثل في باقي الأجهزة.

3-3-8 ضبط الـ OC Relay في شبكات النقل

عمليا يتم حساب الـ Pickup current or TAP اعتمادا على مواصفات و نوع العنصر المراد حمايته، كما فى الأمثلة التالية المطبقة على خطوط النقل والمحولات. مع ملاحظة أن المعادلات التالية مستنتجة من الخبرة العملية و ليس لها إثبات رياضى.

ملحوظة:

يرمز لقيمة الـ Instantaneous Pickup عمليا بالرمز "$I_{>>}$"، ولـ Inverse Pickup بالرمز $I_>$.

1 – تحديد قيمة تيار Pickup للحماية ضد زيادة التيار فى خطوط النقل

لتحديد تيار الـ Pickup – "$I_>$" – لأجهزة الـ OC المستخدمة لحماية خطوط النقل تستـــــخدم Eq. 3-5:

Eq. 3-5: $$1.2 * \frac{I_{Load>}}{K_r} \le I_> \le 0.7 * I_{SC\min} \quad \ldots\ldots\ldots\

لاحظ أن الـ K_r يعبر عن النسبة المئوية التى يتحرر بعدها الـ Relay إذا انخفض التيار عن قيمة الـ Setting. على سبيل المثال لو أن Relay معين يحدث له Reset إذا انخفض التيار المار به إلى أقل من 0.95 من قيمة الـ Setting فعندها نقول أن K_r تساوى 0.95.

2 – تحديد قيمة تيار الـ Pickup عند حماية محولات القدرة:

لتحديد تيار الـ Pickup فى أجهزة الـ OC المستخدمة لحماية المحولات نستخدم Eq. 3-6:

Eq. 3-6: $$I_{>} \geq 1.5 * \frac{I_n}{K_r} \quad \ldots\ldots\ldots\

$$1.2 * \frac{I_{Load}}{K_r} \le I_> \le 0.7 * I_{SC\min}$$

يمكننا حساب الـ TAP لـ R1 و R2

$$1.2 * \frac{600}{0.98} \le I_> \le 0.7 * 8000$$

$$734.693 \le I_> \le 5600$$

فى المعادلة السابقة قمنا بفرض قيمة تقريبية للـ Reset Factor بـ 0.98 و هى قيمة معقولة. و من الحسابات السابقة يمكننا اختيار قيمة تيار Pickup بـ 800 أمبير، و هى تعادل 100 % من قيمة نسبة التحويل لمحول التيار، أى أن TAP=1A، وهذا يعنى نظريا أنه عند مرور تيار مقداره 1 أمبير فى الملف الثانوي أو 800 أمبير فى الملف الابتدائي فإن جهاز الحماية سوف يعمل و يعطى أمر الفصل.

وغالبا يتم اختيار المنحنى الذى يعطى أسرع زمن فصل للجهاز القريب من العطل. و من المنحنيات الخاصة بـ Relays و المبينة فى الشكل 3-5 (Normal inverse) سوف نختار أسرع منحنى وهو TMS = 0.5 للـ Relay-2.

و لمعرفة أزمنة الفصل على هذا المنحنى نجد الآتي: عند قيمة تيار = 1200 أمبير و هى تساوى 1.5 من الـTAP يكون زمن الفصل = 1.6 ثانية تقريبا، أما إذا وصل تيار القصر إلى قيـــــمة 8000 أمبير (وهو ما يساوى عشر أضعاف الـ TAP) نجد أن زمن الفصل يكون أسرع و يصل إلى 0.16 ثانية.

و لاختيار منحنى مناسب للـ Relay R1 فإنه يجب اختيار منحنى يقوم بعزل العطل بعد زمن إضافى فى حدود 300 مللى ثانية.

و بالرجوع إلى المنحنيات نجد أن أقرب منحنى لتقاطع النقطة 10 TAP مع زمـــــن (= 0.3+0.16 0.45 Sec) هو المنحنى 2، وبالتالي فهو الـ TMS المناسب، ويكون زمن فصل الجهاز R1 عند تيار عطل يساوى 8000 أمبير (10 TAP) هو 0.5 ثانية تقريبا.

www.drgilany.com

و فى هذه الحالة سوف يكون هامش الزمن بينه وبين Relay R2 يقدر بحوالى 300 مللى ثانية، أما إذا تم اختيار TMS = 3 فسوف يكون هامش الزمن حوالى 0.6 ثانية تقريبا، و هنا سيكون أمامنا اختياران، و الأفضل أن نختار المنحنى الذى يعطى زمن فصل أسرع للمحافظة على العنصر المراد حمايته، و بالتالي سوف نختار المنحنى TMS=2.

و هل يمكن أن نطرح سؤال هام: هل جهاز الحماية بهذه الإعدادات سيفصل عند زيادة الحمل؟

للإجابة على ذلك يجب أن نذكر أولا أن زيادة الحمل المسموح بها فى خطوط نقل الطاقة يجب ألا تتعدى 25 % من قيمة الطاقة المنقولة، و من الحسابات السابقة نجد أن تيار Pickup يساوى 800A أى أنه يعادل 125 % من تيار الحمل (600A). وهذا يعنى نظريا أنه يمكن أن يفصل عند حدوث Overload.

ولكن من دراسة منحنيات أجهزة OC نجد أن نقطة بدء التشغيل الفعلى للـ Relay تتـــــراوح بين 1.1: 1.15 من قيمة الـ TAP فى الأجهزة الحديثة، و معنى هذا أنه عند حدوث زيادة فى الحمل قدرها 25% فإن جهاز الحماية يبدأ فعليا فى العمل إذا وصل التيار داخله إلى:

$$I_{>} = 800 \times 1.1 = 880 \text{ A}$$

و هذا التيار يعادل 1.375 من قيمة التيار المقنن لخط النقل، فمن ثم لن يتأثر بحالة الـ Overload.

3-3-9 التحمل الحرارى للمعدات

أحد أهم توابع ضبط أجهزة الوقاية أن يتم التأكد من أن المنحنى الذى تم اختياره (TDS) ليس فقط مناسبا لتحقيق الـ coordination مع بقية أجهزة الحماية بل أيضا التأكد من أنه سينتج زمن فصل للتيار فى الحدود الحرارية الآمنة للمعدات، بمعنى آخر، أنه بناء على خطوات الضبط أصبح معلوماً الآن أن تيار القصر (I_{SC}) مثلاً سيتم فصله بعد زمن (T)، لكن بقي أن نتأكد أن هذه الفترة الزمنية (T) قبل فصل الدائرة لن تسبب ارتفاعا فى درجة حرارة المعدات بدرجة أكبر من الحدود المسموح بها. وهذه الحدود يتم تحديدها من قبل الشركات المنتجة لهذه المعدات.

راجع هنا الشكل 3-14، ولاحظ وجود منحنى اسمه L (Feeder)، ومنحنى آخر اسمه T (Transformer) وهذين المنحنيين يمثلان التحمل الحرارى للمغذى والمحول ولاحظ وجود المنحنيات الخاصة بأجهزة وقاية كل نوع منهما تحت منحنى التحمل الحرارى هذا.

www.drgilany.com

3-3-10 التعامل مع ظاهرة الـ Cold Inrush

عند انقطاع التغذية الكهربية عن مدينة ما فإن الناس فى الغالب يتركون معظم الأجهزة الكهربية كالإنارة والثلاجات والمكيفات دون غلق سهوا. فإذا افترضنا أن 50% من أجهزة التكييف لم يتم فصلها بعد انقطاع التيار، فهذا معناه أنه عند رجوع التيار فإن هذه الأجهزة ستبدأ فى العمل متزامنة فى لحظة واحدة، وهذا معناه أن تيار البدء العالى Starting Current الذى يسحب فى مثل هذه الأجهزة سيتم سحبه من كل الأجهزة فى نفس اللحظة، مما يعنى أن تيار عاليا جدا سوف يمر فى المغذيات.

ورغم أن هذا التيار العالى سرعان ما سينخفض بصورة طبيعية خلال ثوانى لأنه يمثل فى معظمه تيارات البدء Starting Currents إلا أن بعض Overcurrent Relays قد تتأثر بهذا التيار العالى فتعتبره Fault Current وبالتالي يتم فصل المغذيات مرة أخرى. ومن هنا جاءت هذه التسمية لأن تيار الـ inrush يحدث عند بدء التشغيل بعد توقف طويل.

ولحل هذه المشكلة فإنه يمكن أن يتم تشغيلOC Relay على منحنى له زمن فصل طويل نسبيا مثل المنحنى العاشر فى الشكل 3-5، وذلك لمدة عدة ثوانى حتى يعود التيار لقيمته الطبيعية بعد اختفاء الـ Starting Currents، أو الـ Inrush Currents في المحولات، وبعدها يمكن للـ Relay أن يعود مرة أخرى إلى المنحنى الأصلي له. وهذا أفضل من بعض الحلول الأخرى التى تفصل أجهزة الوقاية تماما فى بداية رجوع الكهرباء لمدة ثوانى حتى تسمح بمرور الـ Inrush دون مشاكل، لأن هذا الأسلوب ينطوى على مخاطر كبيرة، إذ يمكن أن يتصادف وجود عطل حقيقى فى بداية التشغيل ترتفع قيمة التيار دون وجود حماية.

3-4 دراسات التنسيق COORDINATION STUDY

يعتبر الـ OC relay أحد أجهزة الحماية التي تعتمد في عملها على مبدأ زيادة التيار، لكن هناك أيضا الـ CBs وكذلك الفيوزات وكلهم يعتمدون على نفس المبدأ، وكلهم يستخدمون للحماية من زيادة التيار، بل ربما تجدهم – وهذا هو الأغلب – مستخدمين معا في نفس الشبكة، فربما نستخدم الفيوز لحماية محول في جهة الجهد العالى له ثم نستخدم OC relay لحماية الجهة الأخرى من المحول ثم نستخدم CBs لحماية خطوط فرعية أو أحمال مغذاة من نفس هذا المحول، بالتالي تجد نفسك مضطرا لعملية Coordination بين أنواع

www.drgilany.com

مختلفة من أجهزة الحماية متتابعين في الزمان والمكان. وفى هذا الجزء سنتعرض لنماذج مختلفة لعملية الـ Coordination Study في الحياة العملية.

3-4-1 متطلبات عملية التنسيق

عند عمل Coordination بين أجهزة وقاية سواء كانت متشابهة (مجموعة فيوزات متتالية على شبكة توزيع مثلا) أو مختلفة (فيوز يليه Relay يليه CB كما في المثال السابق)، ففي كل الأحوال تعتبر الخطوات التالية هي الأساس في عمل هذه الدراسة:

1- **الخطوة الأولى:** إجراء دراسة مفصلة عن حسابات الـ Short Circuit بالشبكة، ويمكن أن يتم ذلك يدويا فى الشبكات الصغيرة، أو باستخدام البرامج الجاهزة مثل الـ ETAP مثلا خاصة في الشبكات الكبيرة. ومن هذه الدراسة نحدد قيمة SC Current المتوقع مروره عند كل BB.

2- **الخطوة الثانية:** إجراء دراسة عن الـ Load Flow أيضا باستخدام الـ ETAP لتحديد أقصى قيم للتيارات الطبيعية rated currents المارة فى كل تفريعة بالشبكة.

3- **الخطوة الثالثة:** تحديد الزمن الفاصل Time gap بين كل مرحلة من مراحل التنسيق وغالبا يكون في حدود 0.4 Sec – 0.3.

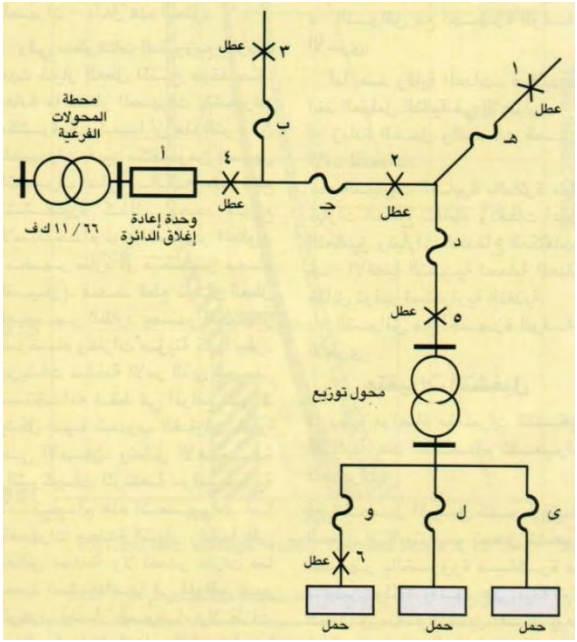
3-4-2 التنسيق بين فيوز وفيوز

يكثر استخدام الفيوزات في شبكات التوزيع، وقد قدمت دراسة تفصيلية لذلك في كتابي الرابع: هندسة القوى الكهربية، ومن هذا الكتاب أقتبس وأعيد فقط بعض الأجزاء المرتبطة بصورة مباشرة بمنظومة الوقاية. فعند عمل التنسيق Coordination بين الفيوزات المركبة على التوالى في شبكات التوزيع فإننا نستخدم مصطلح ا"لفيوز الواقى" Protective Fuse للفيوز الأقرب إلى العطل، بينما نستخدم مصطلح "الفيوز المساند" Backup Fuse للفيوز الذى يليه فى اتجاه مصدر التغذية. وبالطبع يجب أن يكون زمن إزالة العطل فى الفيوز الواقى أصغر من الزمن الذى يستغرقه الفيوز المساند (غالبا لا يزيد عن 75% من زمن الفيوز المساند).

والهدف الأساسى من عملية التنسيق هو ضمان فصل أصغر قدر ممكن من الشبكة بما يحقق فصل العطل مع استمرارية الخدمة لأكبر عدد ممكن من المستخدمين. ومن خلال دراسة الشكل 3-17 سنقدم نموذجا لعملية تنسيق الفيوزات واختيار قيمها. فالشبكة فى الشكل 3-17 تمتد وتتفرع، وفى بداية كل تفريعة يوجد فيوز حماية (ب، ج، هـ، د) ثم هناك فيوزات على الأحمال نفسها (ي، ل، و). لاحظ أن الفيوز ج مثلا

www.drgilany.com

يجب أن يتوافق (يتناسق) مع الفيوز (هـ، د)، والفيوز د يجب أن يتوافق مع الفيوزات (ي، ل، و) الموجودة عند الأحمال. فماذا يعنى ذلك؟



شكل 3-17

هذا يعنى أنه فى حالة حدوث عطل عند النقطة 1، فإن الفيوز هـ (الفيوز الواقى) يجب أن يفصل قبل الفيوز ج (الذى يعتبر فيوزا مساندا فى هذه الحالة). أما فى حالة العطل 6 فإن الفيوز و يجب أن يفصل قبل د. وهكذا.

وحتى يتم تحقيق هذه المتطلبات فإننا نحتاج كما ذكرنا سابقا إلى عمل عدة الخطوات:

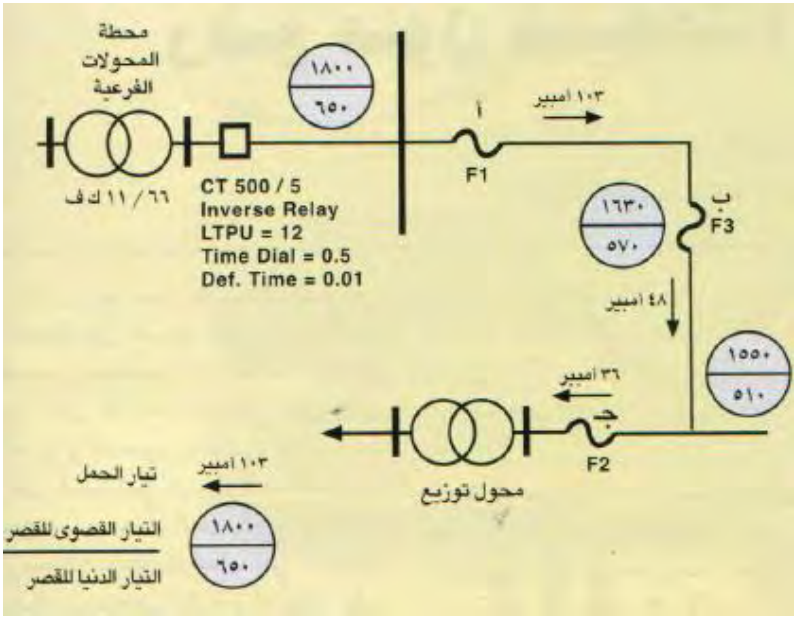
- **<u>الخطوة الأولى:</u>** إجراء دراسة مفصلة عن حسابات الـ Short Circuit بالشبكة.
- **<u>الخطوة الثانية:</u>** تحديد قيم التيارات المارة Rated Currents فى كل تفريعة.

وبناء على القيم التى سنحصل عليها من الخطوتين السابقتين يمكن اختيار قيم الفيوزات التى تحقق التوافق بين الفيوزات المتوالية.

وحيث أن هذه الحسابات على الـ ETAP تقع خارج نطاق الكتاب، فسأكتفى بعرض نتائج شبكة صغيرة كما فى الشكل 3-18، حيث يظهر عند كل فيوز قيمة أكبر وأقل تيار متوقع عند حدوث الـ Short Circuit (داخل دائرة)، كما يظهر على الفروع قيمة التيار المقنن الذى يمر فى الظروف الطبيعية (فوق سهم).

www.drgilany.com

ومن خلال هاتين القيمتين اللتين ظهرتا فى الشكل سيتم اختيار وتنسيق قيم الفيوزات باستخدام جداول التوافق للفيوزات التى تنتجها كل شركة كما في الجزء التالي. بالطبع يمكن أيضا استخدام المنحنيات الخاصة بهذه الفيوزات.



شكل 3-18

3-4-3 استخدام جداول التوافق لتنسيق الفيوزات

كل جدول من جداول التوافق يعطى الحدود التى يمكن أن يتوافق فيها كل فيوز واقى مع الفيوز المساند (الذى يليه). على سبيل المثال فى الجدول 3-3 نجد أن الفيوز الواقى من النوع T له قيم تبدأ من 6A وحتى 140A، بينما الفيوز المساند له من نفس النوع T أيضا (هناك جداول تتضمن أنواع مختلفة من الفيوزات في الأفقى والرأسي) له قيم تبدأ من 8A وحتى 200A. فكيف نضمن التوافق بينهما طبقا لهذا الجدول؟

خذ على سبيل المثال الفيوز 20T إذا استخدم كفيوز واقى، فإن الفيوز 30T إذا استخدم كفيوز مساند له فإنه يتوافق معه طالما أن تيار العطل المار في الاثنين أقل من 990 أمبير (نقصد بالتوافق هنا أن الفيوز الواقى يفصل قبل الفيوز المساند)، بينما إذا استخدم الفيوز 40T كفيوز مساند له فإن التوافق بينهما يستمر طالما تيار العطل أقل من 2100 أمبير وهكذا.

www.drgilany.com

جدول 3-3

تشعيرة المصهر المساند													تشعيرة المصهر الواقي
200 T	140 T	100 T	80 T	65 T	50 T	40 T	30 T	25 T	20 T	15 T	12 T	10 T	8 T	
أقصى تيار عطل يحمي عنده المصهر A المصهر B (أمبير)														
15200	9700	6100	5000	4100	3200	2540	2000	1500	1200	920	680	350		6 T
15200	9700	6100	5000	4100	3200	2540	2000	1500	1200	800	375			8 T
15200	9700	6100	5000	4100	3200	2540	2000	1500	1100	530				10 T
15200	9700	6100	5000	4100	3200	2540	2000	1280	680					12 T
15200	9700	6100	5000	4100	3200	2500	1700	730						15 T
15200	9700	6100	5000	4100	3200	2100	990							20 T
15200	9700	6100	5000	4100	2600	1400								25 T
15200	9700	6100	5000	3100	1500									30 T
15200	9700	6100	3800	1700										40 T
15200	9700	4400	1750											50 T
15200	9700	2200												65 T
15200	7200													80 T
13800	4000													100 T
7500														140 T

فإذا طبقنا هذا الكلام على الشبكة التى ظهرت فى الشكل 3-17، نجد أن الفيوز ج مثلا يمكن أن نختار له قيمة تساوى 40T، وهى قيمة أقرب أعلى قيمة من التيار الطبيعي خلاله (36 أمبير) وفى هذه الحالة فإن الفيوز ب لكى يتوافق معه يجب أن يكون مساويا 80T وهنا سيكون التوافق مضمونا فى مدى يصل إلى 3800 أمبير. وحيث أن أقصى SC يمكن أن يمر بالفيوز ب هو 1630 أمبير فيكون الاختيار مناسبا.

لاحظ أننا لو اخترنا الفيوز 65T فإنه سيكون أيضا متوافقا من الفيوز 40T ولكن المدى يصل إلى 1700 أمبير فقط وهو قريب جدا من قيمة الـ Short Circuit (1630 أمبير) لذا يفضل اختيار القيمة الأعلى.

وبعض الشركات تحدد نسب معينة كما في جدول 3-4 بين قيم الفيوزات المنتجة من نفس الشركة لضمان التناسق، بمعنى مثلا أن النسبة بين الفيوز من Class-J مثلا مضمون تناسقه مع الفيوز من Class-L طالما أن النسبة بين قيم الفيوزين تزيد عن 2:1 دون الحاجة للرجوع لجدول التناسق، وأحيانا تصل النسبة في أنواع أخرى إلى 4:1، أو 8:1 حسب نوع الفيوزات.

كما يمكن فحص درجة التنسيق من خلال المنحنيات الممثلة Current-Time C/C كما يظهر في المثال التالي.

www.drgilany.com

جدول 3–4

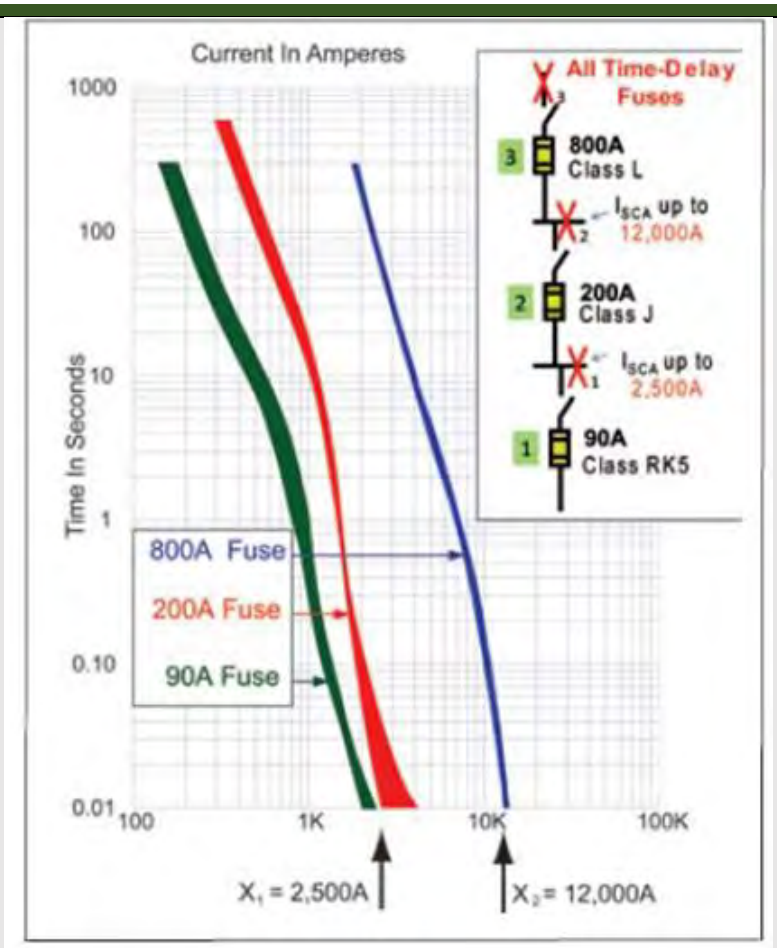
Each fuse manufacturer has table only for their brands. Do not mix fuses of different manufacturers		Load-side			
		601-6000A Class L Time-Delay	0-600A Class J Time-Delay	0-600A Class RK1 Time-Delay	0-600A Class RK5 Time-Delay
Line-side Fuse	601- 6000A Class L Time-Delay	2:1	2:1	2:1	4:1
	1-600A Class J Time-Delay	-	2:1	2:1	8:1
	1-600A Class RK1 Time-Delay	-	2:1	2:1	8:1
	1-600A Class RK5 Time-Delay	-	1.5:1	1.5:1	2:1

Notes: 1. Fuses in this table have interrupting rating of 200 kA.
2. Selective coordination assured if amp rating ratio between line-side fuse and load-side fuse is equal or greater than the ratio shown.

مثال 3 -6

في الشكل 3–19، حدد المدى الذى تتناسق فيه الفيوزات معا.

www.drgilany.com



شكل 3-19

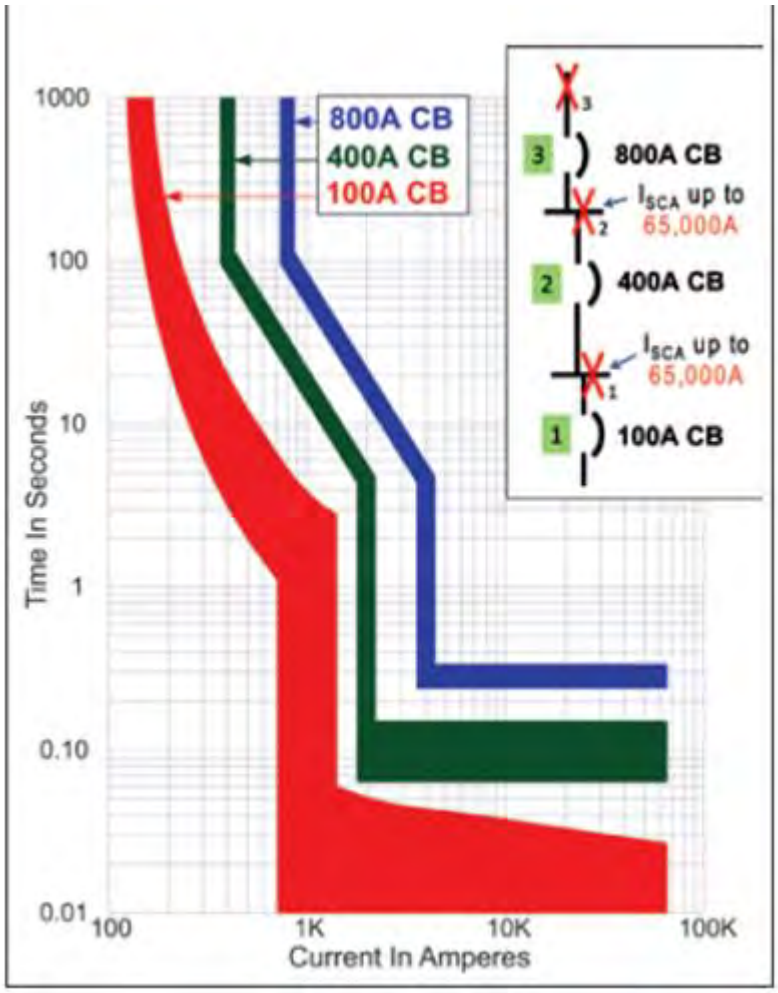
الحل:

من الواضح أنه لا يوجد تداخل بين منحنيات الفيوزات الثلاثة، لكن الشكل وحده لا يكفى بل يجب التأكد من وجود تناســـــق كامل من خلال النسب، فالفيوز 800A من Class-L، والفيوز 200A من Class-J وطبقا للجدول 3-4 فإنهما متناسقان مهما كانت قيمة تيار القصر، لأن النسبة بينهما (4=800:200) أكبر من 2:1. وبالمثل يمكن التأكد من الفيوزين الآخرين.

www.drgilany.com

3-4-4 التنسيق بين الـ CBs المتتالية

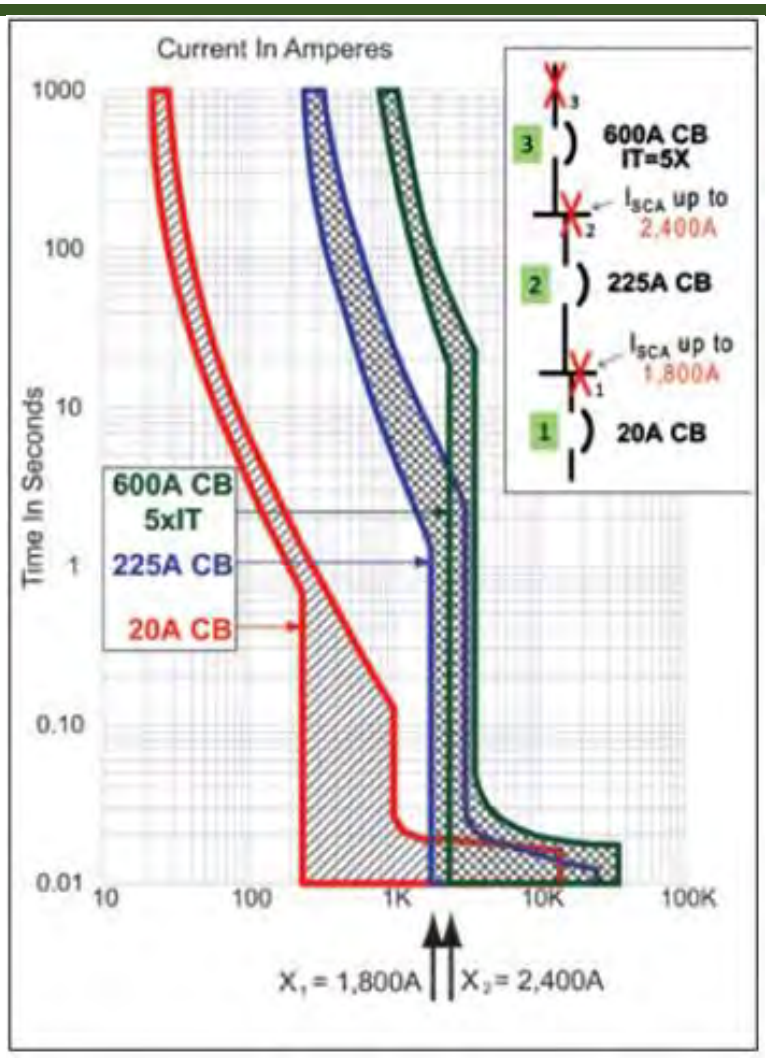
في الشكل 3-20 مجموعة من الـ CBs مركبة على التوالي. هنا أيضا يمكن القول أنهم متناسقون Coordinated طالما لا يوجد تداخل بين المنحنيات.



شكل 3-20

لكن في حال تغيرت قيم الضبط على هذه القواطع كما في الشكل 3-21 فإن التناسق يمكن أن نفقده.

www.drgilany.com



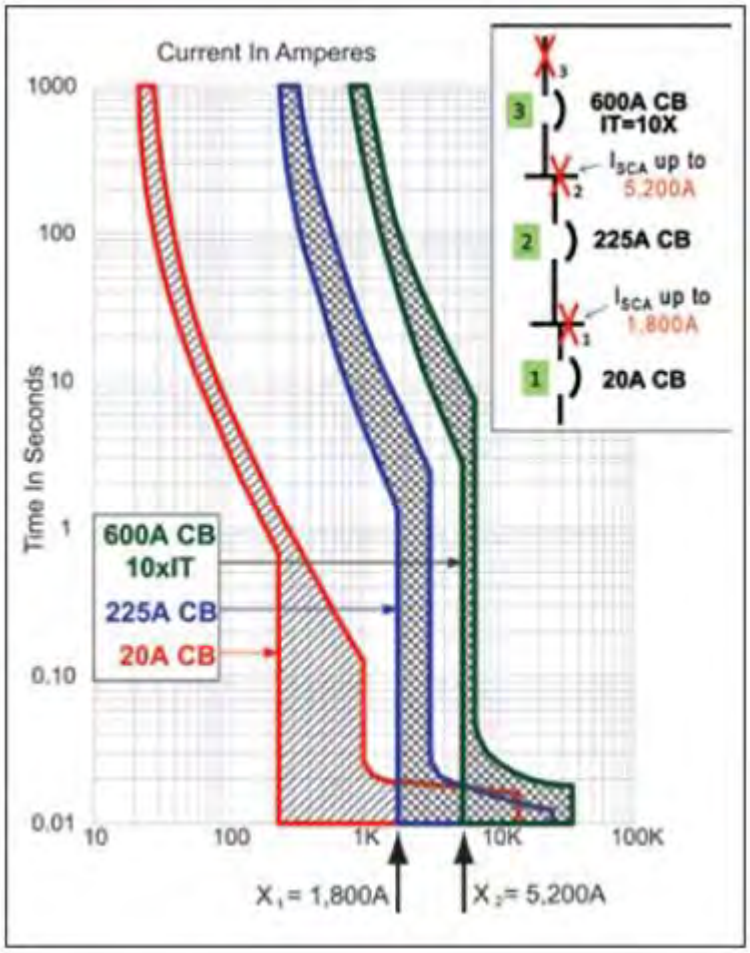
شكل 3-21

فالقاطع CB-20A متناسق مع الـ CB-225A لكن في مدى يصل فقط إلى 1800A بعد هذه القيمة من قيم تيار القصر لا وجود للتناسق بينهما. كما أن الـ CB-225A متناسق مع الـ CB-600A في مدى يصل فقط حتى 2400 أمبير.

فإذا أردت أن تحسن من وضع التنسيق بين القاطعين الأخيرين فيمكن تغيير قيم الضبط للـ CB-600A، فبدلا من جعل قيمة الـ Instantaneous Trip (IT)، تساوى 5X (وهو ما يعنى أنه يفصل لحظيا إذا تجاوز تيار العطل 5 أمثال القيمة المقننة rated value وتساوى هنا 600 أمبير) فلو تم تغيير IT

www.drgilany.com

لتصبح 10X بدلا من 5X سيصبح الوضع كما في الشكل 3-22. حيث اتسع مدى التناسق الآن بينهما ليصل إلى 5200 أمبير بدلا من 2400 أمبير في الوضع السابق.



شكل 3-22

وكما كان هناك جداول لتحديد مدى التناسق بين الفيوزات وبعضها البعض، فهناك أيضا جداول بين القواطع وبعضها تنتجها كل شركة وتستطيع أن تحكم على مدى التناسق بين قاطع وآخر (بشرط أن يكونوا من نفس الشركة) كما فى الجدول 3-5.

www.drgilany.com

جدول 3-5

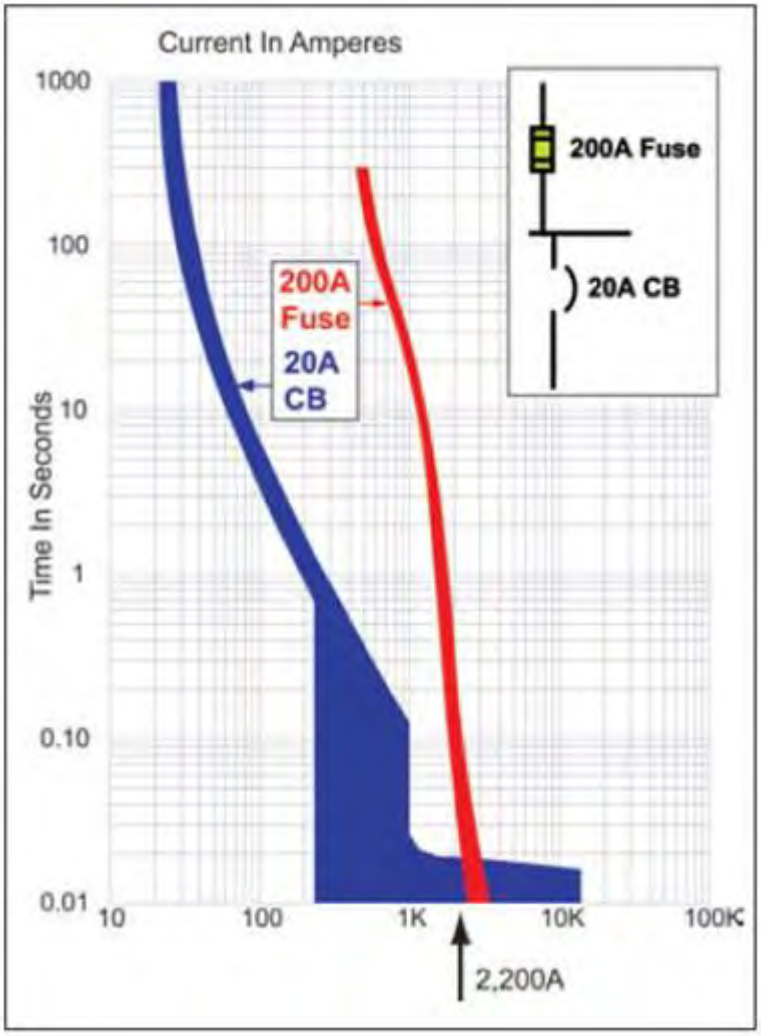
	Line-side Circuit Breaker Type and Amp Rating					
Load-side CB Type Amp Rating	Type F 100A	Type F 150A	Type F 225A	Type G 300-350A	Type G 400-500A	Type G 600A
Type B						
20A	1.0 kA	1.5 kA	2.2 kA	10.0 kA	10.0 kA	15.0 kA
30A	1.0 kA	1.5 kA	2.2 kA	10.0 kA	10.0 kA	15.0 kA
50A	1.0 kA	1.5 kA	2.2 kA	10.0 kA	10.0 kA	12.0 kA
70A	-	-	2.2 kA	7.4 kA	7.4 kA	12.0 kA
100A	-	-	1.8 kA	7.4 kA	7.4 kA	12.0 kA
Type F						
15A				5.0 kA	10.0 kA	12.0 kA
40A				4.2 kA	8.3 kA	12.0 kA
100A				4.0 kA	7.0 kA	12.0 kA
225A				4.0 kA	7.0 kA	12.0 kA

Notes: 1. Values are in kA. Example: 1.0 kA in table represents 1000 A
2. Selective coordination assured between load-side CB and line-side CB, if short-circuit current is equal or less than value shown in kA.
3. Line-side CB, if adjustable, is set on maximum instantaneous trip setting.

3-4-5 التنسيق بين قاطع وفيوز

في الشكل 3-23 نموذج لقاطع وفيوز على شبكة واحدة. ويمكن هنا القول أنهما متناسقين فقط في المدى حتى 2200 أمبير كما هو واضح من القيم على منحنى الـ Log-Log.

www.drgilany.com



شكل 3-23

3-4-6 تنسيق قيم الضبط فى الدوائر الحلقية Ring Networks

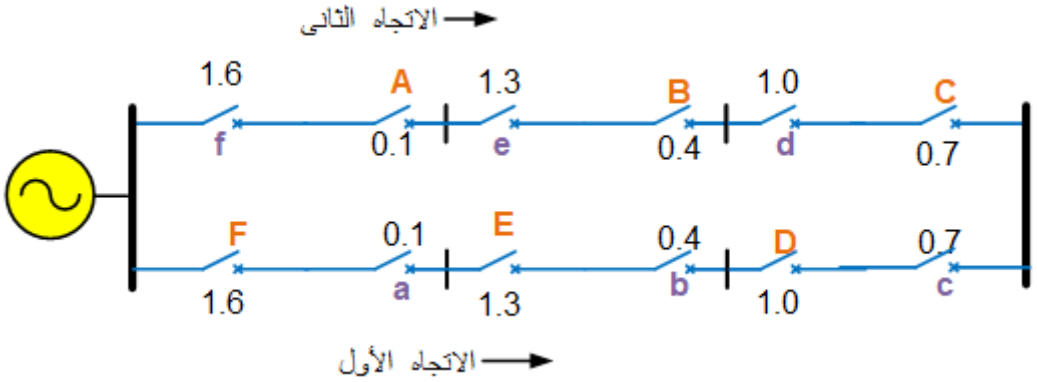
هذه الدوائر يكثر وجودها فى دوائر التوزيع لكنها تحتاج للدقة عند ضبط قيم الـ Setting. وسنضرب هنا مثالا مبسطا لشبكة حلقية لها تغذية من نقطة واحدة.

بداية، يتم تنسيق أزمنة الفصل بدءا من أبعد نقطة عن المصدر (A فى الاتجاه الأول) فيتم ضبطها على أسرع زمن وليكن 0.1 ثانية ثم يتم زيادة Time Gap وهو زمن للتمييز بين أجهزة الوقاية فى نفس الاتجاه، ولنفرض أنه 0.3 ثانية ومن ثم تصبح أزمـــــــــنة الأجـــــــهزة هي:

www.drgilany.com

1.6 – 1.3–1.0 – 0.7 – 0.4 – 0.1

بالمثل يتم اختيار زمن 0.1 ثانية لأبعد جهاز من الجهة الأخرى (a في الاتجاه الثانى) ثم يضاف زمن 0.3 ثانية لجميع الأجهزة فى نفس اتجاهه كما فى الشكل 3–24.



شكل 3–24 ضبط الـ OC Relays فى الدوائر الحلقية

3-5 الوقاية من الأعطال الأرضية

أحد الاستخدامات الرئيسية لأجهزة Overcurrent Relays هو استخدامها فى الوقاية ضد الأعطال الأرضية Earth Faults, EF. وسميت بذلك لأن الأرض تكون جزء من الدائرة المغلقة التى يمر فيها تيار العطل. أما الأعطال التى لا تكون الأرض فيها جزءا فى دائرتها فتسمى Phase Faults.

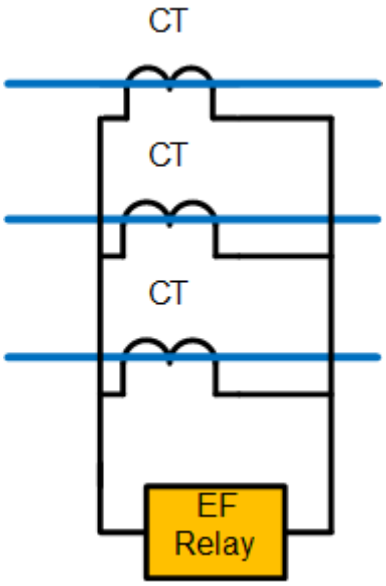
ورغم أن Earth Fault Relay هو فى الأصل ليس إلا Overcurrent Relay، لكنه يأخذ رقما مختلفا. فجهاز Inverse overcurrent رقمه المعروف الذى يظهر فى اللوحـــــات هو51 أو 50 (Instantaneous OC)، بينما Earth Fault Relay سيظهر فى اللوحات برقم 64 لأن أسلوب توصيله فى الدائرة مختلف (إذا وضع الـ EF في دائرة الـ Neutral يسمى 51N، وغير ذلك يسمى 64). ونستعرض فى هذا الجزء الأنواع المختلفة من Earth Fault Relays، و الفكرة الأساسية التى بني عليها كل جهاز.

www.drgilany.com

3-5-1 طريقة Residual Connected Earth Fault Relay

من المعروف أنه فى الظروف الطبيعية للتشغيل تكون التيارات فى الأوجه الثلاثة متســـــــــاوية $I_C = I_B = I_A$، كما يكون المجموع الاتجاهى للتيارات الثلاثة يساوى صفرا. أما فى حالة الأعطال فهذا المجموع يساوى قيمة أكبر من الصفر. وهذه هى الفكرة التى بنيت عليها هذه الطريقة، حيث يوصل جهاز EF (64) ليمر خلاله مجموع التيارات الثلاثة كما فى شكل 3-25. والجهاز يرسل إشارة فصل فى حالة زيادة التيار عن قيمة أعلى من الصفر (تضبط على 20% من التيار الطبيعي فى Phases).

في حالة الأعطال الأرضية تظهر مركبة التيار المعروفة بـ Zero Sequence Current أو المركبة الصفرية، وهى لا تظهر إلا إذا كان العطـــــــــــــل متصلاً بالأرض، ومعروف من قـــــواعد الـ Symmetrical components أن مجموع التيارات الثلاثة $I_A + I_B + I_C$ = صفر في الأحوال العادية، ويساوى $3I_o$ أى ثلاثة أمثال Zero sequence component في حالة الأعطال الأرضية، ولذا أحياناً يسمى هذا النوع من أجهزة الوقاية Zero Sequence Relay.



شكل 3-25

3-5-2 الطريقة الثانية EF In Neutral Connection

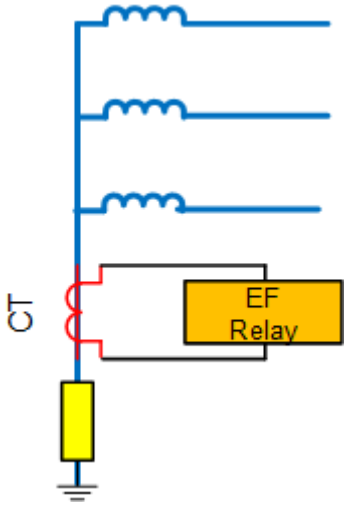
كما هو معلوم، فإن معظم المولدات يتم تأريض نقطة التعادل فيها بواسطة وصلة تأريض، وهذه الوصلة قد تكون متصلة إلى الأرض مباشرة Solid أو قد تكون متصلة من خلال مقاومة كما في الشكل 3- 26.

www.drgilany.com

ومعلوم كذلك أن التيار المار خلال وصلة التأريض Earthing Connection يساوى صفراً فى الوضع الطبيعي. وحتى فى وجود تيارات متسربة علي طول الخط من خـــــلال الـ Stray Capacitances فإن مجموع هذه التيارات يساوى – فى أسوأ الأحوال – قيمة صغيرة جداً مقارنة بالقيم الطبيعية للتيار.

الآن، لو فرضنا أن عطلاً أرضيا قد حدث على أحد الخطوط الثلاثة، فإن تيار العطل لابد أن يجد طريقاً له خلال الأرض ليعود إلى المولد، وإلا فلن تكون هناك دائرة مغلقة ولن يكون هناك تياراً للعطل أصلاً. وهذا الطريق ليس إلا كتلة الأرض نفسها (المتأثرة برطوبة المياه الجوفية وأملاح التربة) و ينتهى حتماً إلى وصلة التأريض ليعود إلى المولد ويكمل الدائرة المغلقة.

ومن هنا فإن التيار خلال وصلة تأريض الـ Neutral فى أثناء التشغيل الطبيعي يكون صفراً أو قريب من الصفر، بينما تحمل هذه الوصلة تياراً عالياً خلال فترة العطل، وهذه هي الفكرة الأساسية التي بنيت عليها هذه التوصيلة التى تظهر فى الشكل 3-26. حيث يوضع جهاز EF Relay في وصلة التأريض من خلال CT على هذه الوصلة، ويتم ضبطه بحيث يفصل الدائرة إذا مر به تيار أعلى من التيار الطبيعي لهذه الوصلة، والذي يعادل كما ذكرنا في أسوء الأحوال 20% من قيمة التيار الطبيعي المار بالعنصر المراد حمايته.



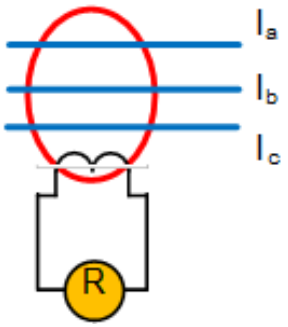
شكل 3-26

3-5-3 الطريقة الثالثة Core Balance EF Protection

هذه الطريقة تصلح إذا تعذر فى الطريقة الثانية الوصول لوصلة التأريض، أو إذا تعذر وضع محول تيار فى كل وجه على حدة كما فى الطريقة الأولى (كما فى حالة الكابلات مثلاً). وهذه الطريقة تظهر فى الشكل

www.drgilany.com

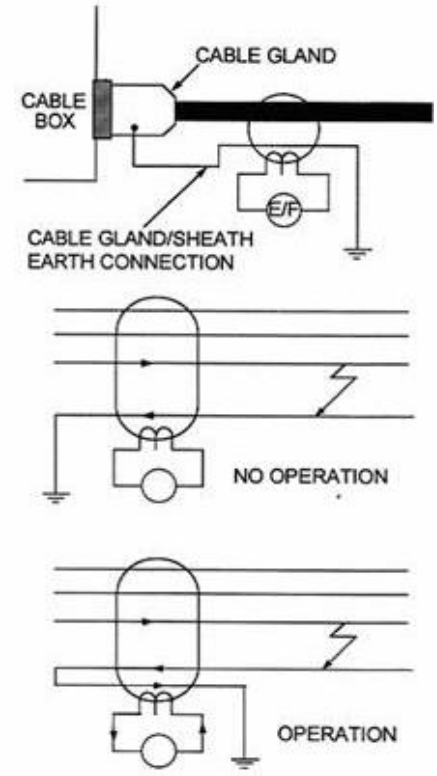
27-3. وفيها يستخدم محول تيار واحد مركب على Core على شكل حلقة، تدخل فيها الأسلاك الحاملة للتيارات الثلاثة، بينما يركب EF Relay على أطراف الثانوي للمحول. فى أثناء الظروف الطبيعية للتشغيل يكون الفيض الإجمالي داخل الحلقة يساوى صفر، بينما تكون له قيمة كبيرة أعلى من الصفر فى حالة العطل فقط.



شكل 3-27

لاحظ أنه فى حالة حدوث عطل على كابل فإن توصيل Earth Connection بصورة خاطئة يمكن أن يتسبب فى عدم اشتغال الـ Relay كما فى الجزء الثانى من الشكل 3-28 حيث يظل التيار داخل الـ Core يساوى صفرا حتى فى حالة العطل. لكن فى حالة وجود Sheath داخل الـ Core فيجب أن تدخل الـ Earth Connection إلى الـ Core ثم تخرج من الـ Core كما فى الجزء الأخير من الشكل حتى يتم إلغاء تأثير تيارها.

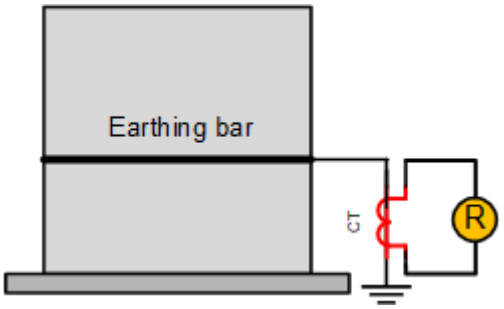
www.drgilany.com



شكل 3-28

3-5-4 الطريقة الرابعة Frame Leakage

وهناك طريقة أخرى لاكتشاف الأعطال الأرضية، وذلك بتوصيل جهاز الوقاية فى وصلة تصل بين الجسم المعدنى للمحول مثلاً والأرض، كما فى الشكل 3-29. لاحظ أنه عند حدوث تلامس بين الملفات مثلاً والجسم الخارجى سيتم مرور تيار عالى خلال هذه الوصلة وبالتالي سيتم اكتشافه بسرعة.

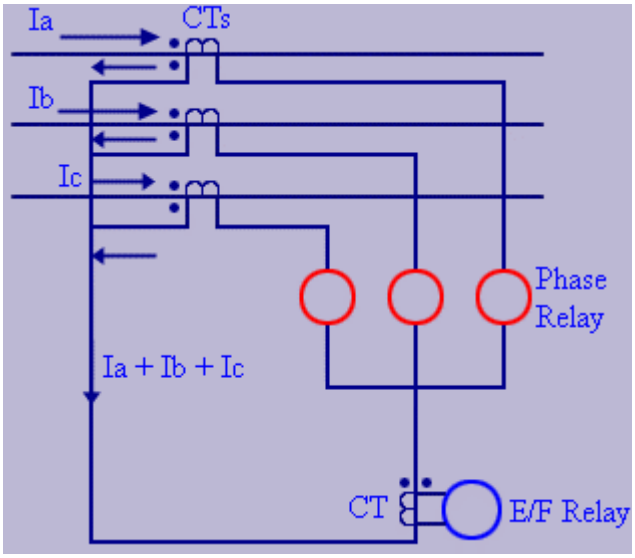


شكل 3-29 الطريقة الرابعة

www.drgilany.com

3-5-5 الطريقة الخامسة

على عكس الطرق السابقة، فإننا يمكن أن ندغم استخدام EF Protection مع Phase Protection وذلك كما فى الشكل 3-30.وهى بالتأكيد طريقة مكلفة اقتصاديا لكنها أكثر اعتمادية.



شكل 3-30 الطريقة الخامسة: Combined EF and Phase Fault Protection

3-5-6 الطريقة السادسة Residual Voltage Relay

من الطرق المعروفة أيضا لاكتشاف الأعطال الأرضية أن يتم جمع الجهود للأوجه الثلاثة بدلاً من جمع التيارات. ومجموع $V_A + V_B + V_C$ يسمى Residual Volt وهو يساوى صفراً فى الأحوال العادية ويساوى $3V_o$ في حالة الأعطال الأرضية، وقد سبق شرح كيفية توصل VT للحصول على هذه القيمة في الفصل الثانى (شكل 2-5).

3-5-7 ميزات EF Protection

من استعراض الطرق السابقة يتبين أن الميزة الأساسية لاستخدام EF Relays للوقاية من الأعطال الأرضية، والتى يتفوق فيها على Phase OC Relays المستخدمة فى الوقاية من Phase Faults هى الدقة العالية، حيث أن EF Relay لا يمر فيه تيار مطلقاً فى الأحوال الطبيعية (أو فى أسوء الأحوال يمر فيه تيار صغير

www.drgilany.com

جداً مقارنة بالتيار الطبيعي)، ثم فى حالة العطل يمر به تيار عالى جداً، ومن هنا فالتباين والتمييز واضح جداً بين تيار العطل والتيار الطبيعي.

أما فى حالة استخدام OC فى الوقاية من الـ Phase Faults فإن الجهاز يمر به التيـــــــار الطبيعي (Phase current) قبل حدوث أى عطل ثم ترتفع القيمة إلى قيمة تيار العطل بعد ذلك، وربما فى بعض الأحيان يكون الفرق بين التيارين غير كبير وبالتالي فالتمييز Discrimination بين الحالة الطبيعية وحالة العطل ليس كبيراً كما في حالة EF Protection.

3-5-8 ضبط أجهزة الوقاية ضد الأعطال الأرضية

يتم ضبط هذه النوعية من الوقاية بنفس الطريقة التى سبق الحديث عنها فى الجزء الخاص بضبط أجهزة الـ Overcurrent. فمن المعروف عمليا أن جهاز الوقاية يكون له Standard Input، Is أما 1A أو 5A، فإذا فرضنا أن لدينا EF Relay له Is=1A، ففى هذه الحالة إذا ضبط الجهاز على 20% فإن TAP = $I_S = I_{pickup} = 0.2A$.

مثال 3 -7

احسب قيمة تيار العطل فى حالة استخدام EF Relay with 1A مضبوط على 20%، ومع استخدام CTR = 100/1 وذلك فى حال مرور تيار عطل قدره 60 أمبير فى الجانب الابتدائي لـ CT.

الحل:

بما أن الـ Relay قد ضبط على 20% فقط فهذا معناه أن الـ TAP = 0.2A.

وبما أن تيار العطل فى المثال وطبقا لـ CTR المعطاة يساوى

$$60 \times 1/100 = 0.6\ A$$

إذن تيار العطل يساوى

$$0.6/0.2 = 3\ TAP.$$

ويمكن إذا كان المطلوب زيادة حساسية الجهاز إن يتم خفض نسبة 20% إلى أقل من ذلك حسب الحساسية المطلوبة، وحسب قيمة التيارات الغير متماثلة Unsymmetrical Currents الموجودة فى الظروف

www.drgilany.com

الطبيعية، والتي يجب قياسها أولا ليكون Setting دائما أعلى من قيمتها. ويتم التنسيق الزمني فيما بين أجهزة الوقاية ضد الأعطال الأرضية بعضها البعض وبصورة منفصلة عن الوقاية ضد زيادة التيار.

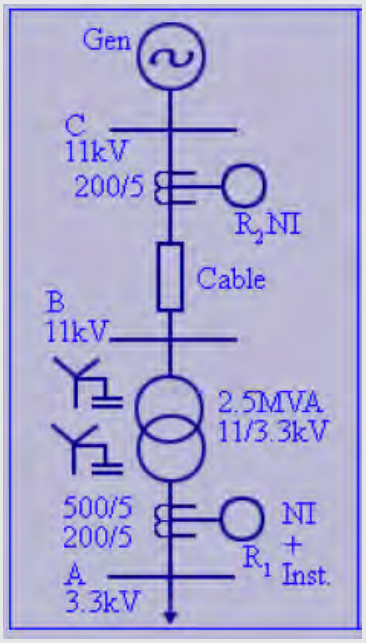
مثال 3 -8 (Digital Relay)

Consider a feeder shown in Fig 3.31 with relay R_1 (EF with NI) which is used for providing protection against Instantaneous earth fault at the secondary side of 2.5 MVA, 11/3.3kV transformer. Also ،we have Relay R_2 to provide EF protection at bus B.
Two CTS are used for protection. 200:5 CT is connected to instantaneous relay and 500: 5 is connected to inverse current characteristic relay.

Compute the setting of instantaneous and standard inverse units at relay at R_1. Assume that

- maximum system unbalance is 20% and
- SLG fault current at bus A is 480 A and at bus B it is 650 A.
- Compute the time required by relay R_2 to clear SLG fault at bus B.

Use co-ordination time interval (CTI) of 0.3 sec.



شكل 3-31

www.drgilany.com

الحل

A) Setting of Relay R_1

Since the relay is on secondary side of transformer ،our calculations will be referred to secondary side. From Fig 3.31.

Full load secondary current of 2.5 MVA transformer

$= \frac{2.5\times10^6}{\sqrt{3}\times3300} = 437A.$

Earth fault relay should not pickup for the unbalance current 20% of 437A = 87.47A. Hence choose a pickup value of 100A

(أقرب قيمة مطابقة لتيار الحماية أعلى من 87بالجهاز وتكون أعلى من)

Thus ،instantaneous relay will pickup at

100 × 5/200 =2.5A

Typical range available for setting is 1-4A. We choose the pickup at 3A.

If standard inverse relay is also set to pickup at the same current in primary ، which is 100A ،then with 500:5 CT ،pickup current of relay R_1 referred to secondary is 1A (=100 ×5/500).

Since R_1 has no backup responsibility ،we choose its TMS to minimum ،i.e. 0.1.

Now ،for a L-G fault current of 480A at bus A ،PSM for R_1 = fault current / pickup = 480/100 =4.8 TAP.

From standard inverse IEC (Eq. 3-4), the time of operation of earth fault relay ، R_1

$t = TMS \times \frac{0.14}{(PSM)^{0.02}-1} = 0.439$ sec.

www.drgilany.com

B) Setting of Relay R_2

The coordination time interval ،CTI = 0.3 sec

Then time of operation of earth fault relay R_2 ،which has to provide backup protection to bus A = 0.439 + 0.3 = 0.739 sec.

Since this relay is on primary side of transformer ،our calculations will be now referred to primary side.

Full load current at primary side of transformer =

$$\frac{2.5\times10^6}{\sqrt{3}\times11000} = 131.2\text{A}$$

R_2 should not trip for the unbalance current. i.e. 20% of full load current = 26A.

Let us ،choose safely the pickup value to be 30A.

Pickup current of R_2 referred to secondary of 200:5 CT =

$$30\times 5 / 200 = 0.75\text{A}.$$

Fault current of 480A referred to 11kV side =

$$480 \times 3.3 /11 = 144\text{A}.$$

PSM for NI current = 144/30 = 4.8.

Desired time of operation of earth fault relay R_2

$$TR_2 = TR_1 + \text{CTI} = 0.439 + 0.3 = 0.739 \text{ sec}$$

Substituting in equation،

$$TR_2 = \text{TMS} \times \frac{0.14}{(PSM)^{0.02}-1}$$،

we will get TMS of relay R_2 = 0.168.

PSM for a fault current of 650A at bus B = 650/30 = 21.67.

www.drgilany.com

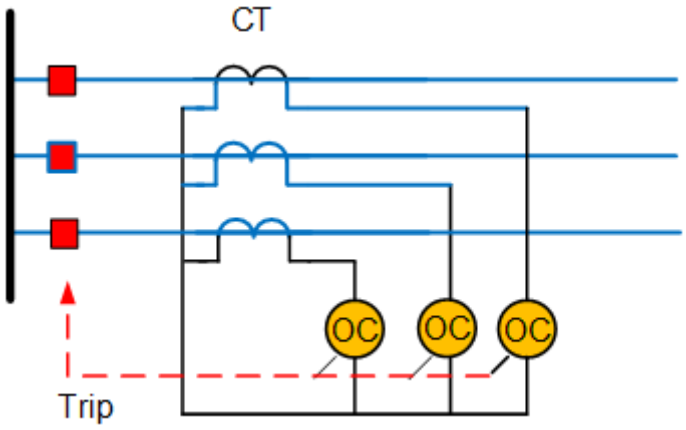
Substituting in equation،

$TR_2 = \text{TMS} \times \frac{0.14}{(PSM)^{0.02}-1}$ ،time of operation of relay

$R_2 = 0.37$ sec.

6-3 الأنظمة المختلفة لوضع الـ PHASE & EF Relays

تتعدد طرق تركيب الـ OC Relays فى الشبكات، وهو ما يعرف بـ OC Protection Schemes. فمن هذه الأنظمة استخدام OC Relay منفصل لكل Phase على حدة كما فى الشكل 3-32. وتتميز هذه الطريقة بالقدرة على اكتشاف الأعطال فى الأوجه الثلاثة.

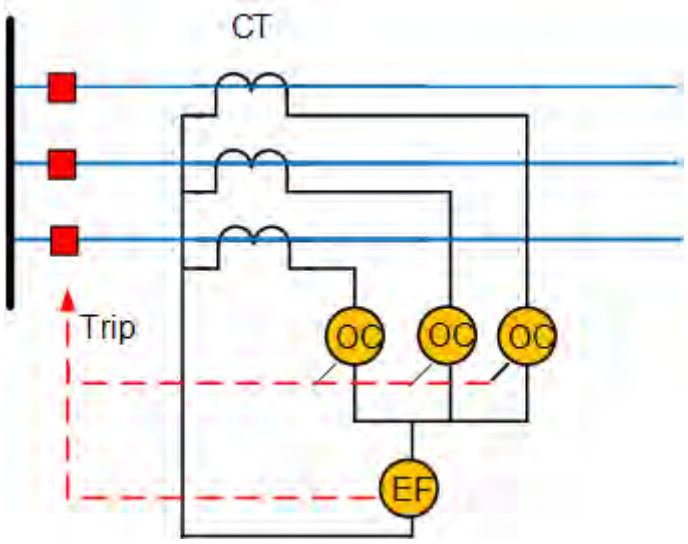


شكل 3-32 استخدام OC Relay منفصل فى كل Phase

لكن أحيانا فى بعض الشبكات يكون من الصعب على أجهزة الـ Phase overcurrent Relays اكتشاف بعض الأعطال الأرضية بسبب انخفاض قيمة تيار العطل، وفى هذه الحالة نستخدم Earth Fault Relay مع المجموعة السابقة كما فى الشكل 3-33.

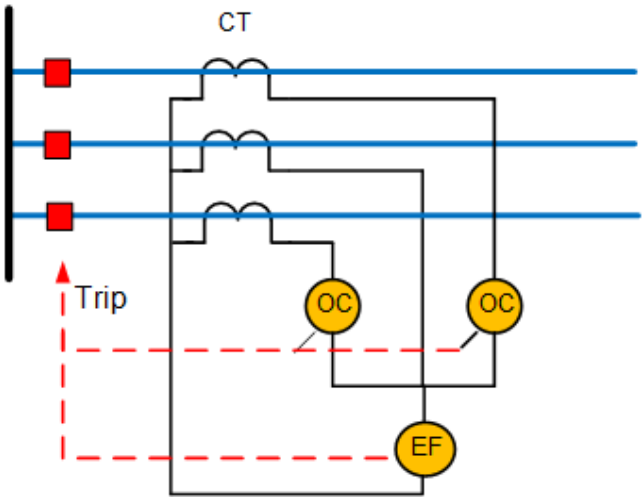
www.drgilany.com

وهذا الـ EF Relay فى الحقيقة ليس إلا نوع من أنواع الـ OC لكنه يركب في مسار رجوع التيار المجموع اتجاهيا والذى يساوى صفرا في الظروف الطبيعية، مما تجعله قادرا على اكتشاف الأعطال الأرضية بدقة كبيرة.



شكل 3-33 استخدام OC لكل Phase مع استخدام EF

وفى كثير من الأحيان يتم تركيب اثنان فقط من أجهزة الـ OC Relays على Two Phases على أن يركب معهما EF Relay فى الـ Phases الثلاث كما فى الشكل 3-34. وتتميز هذه الطريقة بأنها اقتصادية حيث تستخدم ثلاث أجهزة بدلا من أربعة.

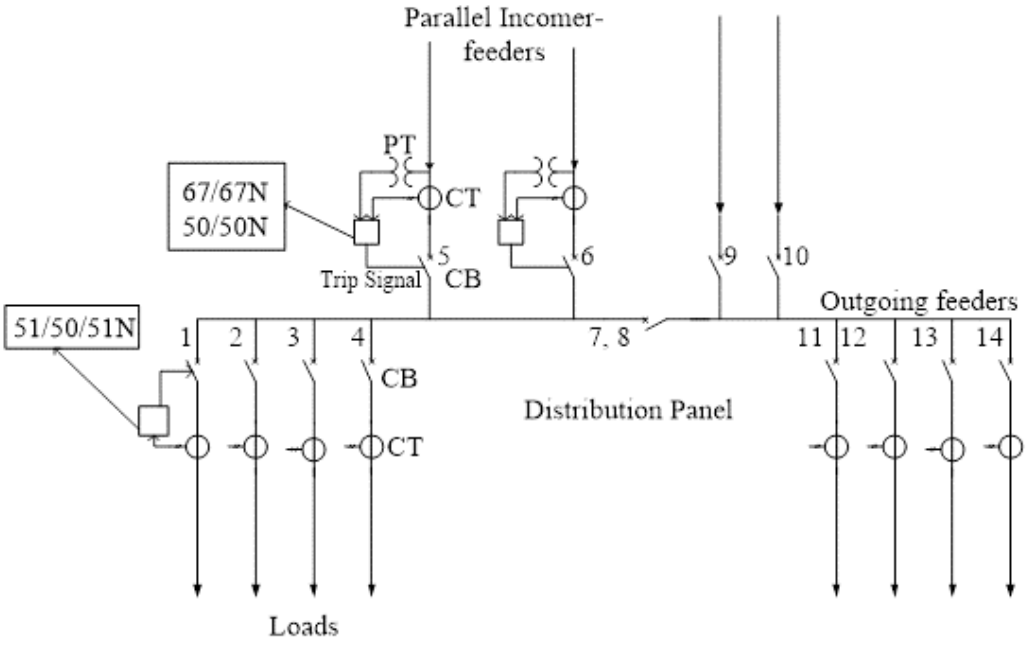


شكل 3-34

www.drgilany.com

7-3 مشاكل الـ EARTH FAULT RELAYS في الشبكات

في هذا الجزء نعرض لبعض المشاكل العملية المرتبطة بالوقاية الأرضية. لكن في البداية نعرض في الشكل 3-35 نموذجا حقيقيا لتوزيع أجهزة الوقاية المستخدمة في أحد الموزعات Distributor في شبكات التوزيع في مصر (جهد 22kV).



شكل 3-35

فكما هو واضح من الشكل فإن المغذيات النهائية Load Feeders الموجودة بالموزع عليها ثلاثة أنواع من الـ OC relays وهى:

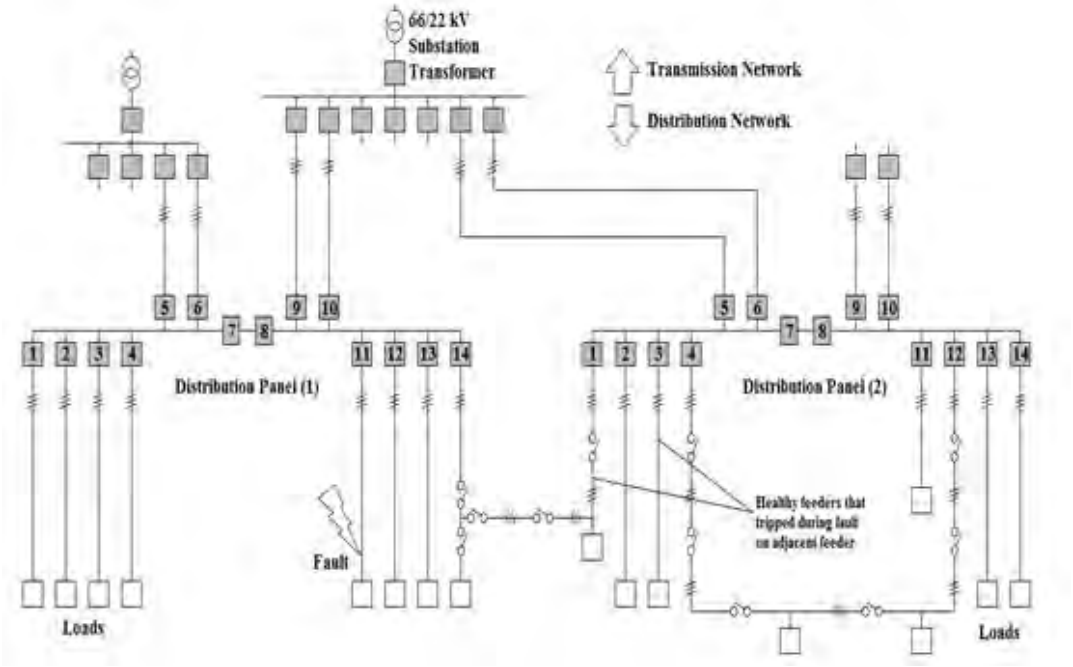
Inverse OC (51)
Earth Fault Relay (51N)
Instantaneous (50)

www.drgilany.com

بينما المغذيات الرئيسية Main Feeders المغذية للـ BB مركب عليها نوع مختلف من أجهزة الوقاية وهـــو OC Directional Relay (67)، وكذلك Earth Fault Directional Relay (67N) (مزود بـ Potential Transformer إضافة إلى الـ CT). والسبب في ذلك للتأكد من أن هذه المغذيات الرئيسية لن تفصل نتيجة مرور تيار من جهة الأحمال. بالطبع لا نقصد هنا أن الأحمال هي التي تغذى هذا التيار ولكن فقط المقصود أن التيار يتجه لأعلى قادما من جهة الأحمال، أما مصدره فهو دائرة التغذية الأخرى المركبة على التوازى.

3-7-1 مشاكل الفصل التعاطفى Sympathetic Trip

يمكن تعريف هذه المشكلة من خلال الشكل 3-36 لأحد الموزعات.



شكل 3-36

فعند حدوث عطل على المغذى رقم 11 في اللوحة DP1 فمن الطبيعي أن يتم فصل هذا المغذى. لكن ليس من الطبيعي أن يفصل مثلا المغذى رقم 14 الموجود معه في نفس اللوحة، ومن الغريب أن يفصل أيضا المغذى رقم 3 مثلا في اللوحة المجاورة DP2. كل هذه الحالات الغريبة تسمى فصل تعاطفى Sympathetic trip وتعنى أن المغذى 14 أو المغذى 3 قد ساءه أن يفصل المغذى رقم 11 وحده ففصل متعاطفا معه!!!.

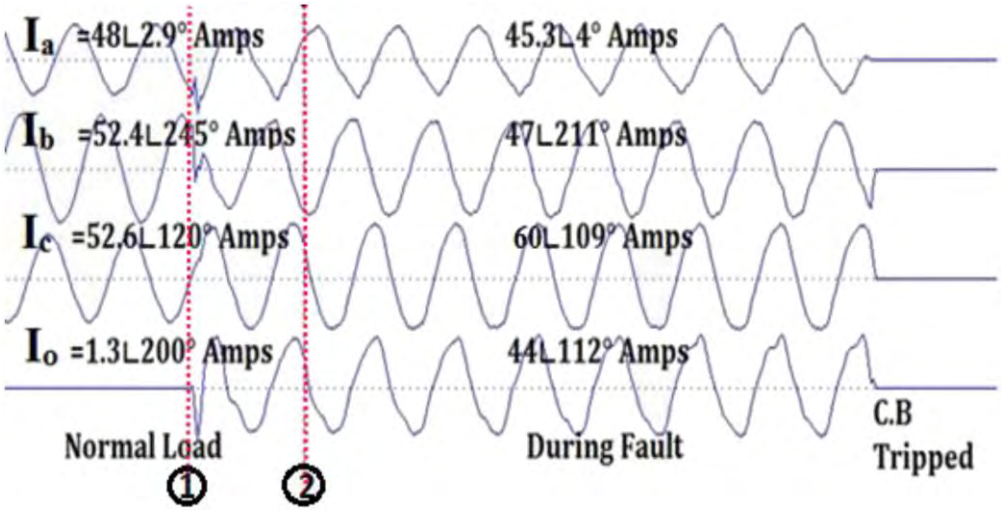
www.drgilany.com

ورغم غرابة السيناريو إلا أنه شائع بكثرة في شبكات التوزيع ولذا سأعرض لأحد أسباب هذه النوعية من الفصل الخاطئ.

3-7-2 أسباب ظاهرة الفصل التعاطفي Sympathetic Trip

هناك العديد من الأسباب (راجعها بالتفصيل في بحث منشور للمؤلف[1]) ونذكر منها واحدا فقط هنا:

إذا حدث SLG Fault مثلا على أحد المغذيات، وليكن المغذى رقم 11، فسيترتب عليه حدوث انخفاض في جهد الـ BB المغذى للـ Faulty Phase، وارتفاع في جهد الـ BBs التي تغذى الـ Two healthy phases، وبالتالي سيحدث نوع من الـ Unbalance Voltages على الفازات الثلاثة، وهذا سيؤدى إلى أن التيارات المسحوبة من خلال الفازات الثلاثة للـ Healthy Feeders ستكون غير متساوية، وبالتالي مجموع تيار الثلاث فازات لن يســـــــــاوى صفرا رغم أنها Healthy Feeders مما سيؤدى لارتفـــــــــاع قيمة الـ Zero sequence current في الـ Earth fault Relay المركب على هذه الـ Feeders، وهو الذى يسبب فصلا خاطئا إذا تجاوز القيم المحددة له في بعضها. والشكل 3-37 يظهر هذا الحالة من أحد التسجيلات المأخوذة من جهاز وقاية Digital مركب على Healthy Feeder.



شكل 3-37

[1] Hosam Sabra, Doaa K. Ibrahim, Mahmoud Gilany " Field Experience with Sympathetic Tripping in Egyptian Distribution Networks", Developments in Power System Protection, DPSP 2018 Belfast, 12-15 March, 2018.

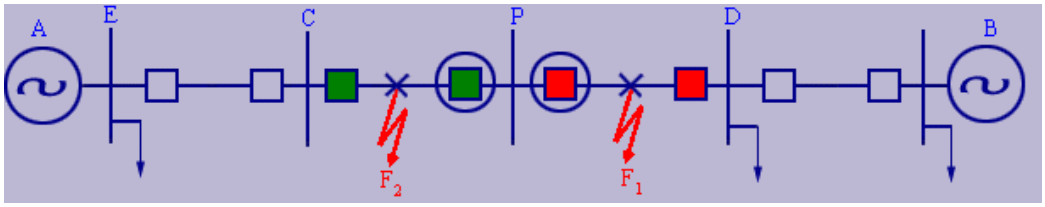
www.drgilany.com

لاحظ أن مجموع التيارات الثلاثة (I_0 Zero Sequence Current,) تجاوز الـ 40A مما تسبب في اشتغال EF Relay كما ذكرنا رغم أن تيارات الـ 3-phases لم يرتفع فيها التيار عن القيمة الطبيعية.

وهناك أكثر من ستة أسباب أخرى تؤدى لحدوث ظاهرة الفصل التعاطفى مذكورة في البحث المنشور، بالإضافة إلى طرق مقترحة لعلاج المشكلة. وقد كانت هذه الدراسة جزءا من رسالة ماجستير شارك المؤلف في الإشراف عليها.

8-3 الوقاية الاتجاهية DIRECTIONAL PROTECTION

سبق الحديث فى الفصل الأول عن أهمية استخدام مبدأ الوقاية الاتجاهية من أجل الوصول إلى فصل العطل باستخدام أقل عدد ممكن من أجهزة الوقاية، ولا يمكن أن يتم ذلك إلا باستخدام مبدأ الوقاية الاتجاهية، فمثلا جهاز الحماية على يمين BB-P لا يجب أن يفصل أبدا بسبب العطل F2 في الشكل 3-38، ولا يمكن تحقيق ذلك إلا إذا كان هذا الجهاز Directional Relay.



شكل 3-38

وأساسيات هذا النوع من الوقاية ظهرت مع أجهزة Electromechanical Relays والتى كانت تعتمد فى نظرية عملها على إنشاء عزم دوران لقرص متحرك. ففى حالة Overcurrent Relay العادى كان هناك عزم دوران يتناسب مع شدة التيار فقط. أما فى حالة الوقاية الاتجاهية فقد تم استخدام إشارة الجهد لعمل عزم جديد بحيث أصبح القرص يدور بعزم يتناسب طردياً مع الزاوية بين إشارتى الجهد والتيار، فإذا تغيرت هذه الزاوية (نتيجة مرور التيار فى عكس الاتجاه) فإن القرص لن يدور، وبالتالي وصلنا للهدف المنشود وهو أن القرص لا يدور إلا إذا كان تيار العطل فى اتجاه واحد فقط.

و يتم تصميم جهاز الوقاية الاتجاهى ليعمل على عزم دوران Torque, T كما فى Eq. 3-7:

Eq. 3-7: $T = KVI \cos(\theta)$

www.drgilany.com

حيث θ هى الزاويـــــــة بين الجهد والتيـــــار المستخدمين فى الجهـــــــاز و**تعرف أيضا بـ Maximum Torque Angle (MTA)** وهى الزاوية التى تنشأ أقصى عزم.

وغالباً ما يتم توصيل Directional Relay على التوالى مع Overcurrent Relay العادى، بحيث أنه إذا حدث عطل فإن Overcurrent Relay قد يغلق نقطتى تلامسه، لكن إشارة الفصل لن تخرج إلى Circuit Breaker ما لم يتم إغلاق نقطتى تلامس جهاز الوقاية الاتجاهى، وهو ما لن يحدث إلا إذا كان العطل أمامى (فى منطقة عزم الدوران الموجب).

ملحوظة هامة:

عملياً لا يصلح استخدام إشارتى الجهد والتيار لنفس الوجه فى المعادلة السابقة، بمعنى لا يصح أن يصمم الجهاز بحيث يكون

$$T = K\, V_a\, I_a \cos(\theta)$$

ولذلك لسبب جوهرى، وهو أنه عند حدوث عطل على Phase –A فإن التيار سيرتفع، لكن المشكلة أن جهد هذا الـ phase سينخفض جداً، وبالتالي فإن عزم الدوران سيكون صغيراً حتى لو كان العطل أمامى. وللتغلب على هذه المشكلة فقد صار من الضرورى أن يكون الجهد المستخدم فى المعادلة السابقة مأخوذ من وجه غير الوجه الذى أخذ منه التيار.

على سبيل المثال يمكن تصميم الجهاز على حسب Eq. 3-8:

Eq. 3-8:

$$T_A = K\, I_A\, V_{BC} \cos(\theta)$$
$$T_B = K\, I_B\, V_{CA} \cos(\theta)$$
$$T_C = K\, I_C\, V_{AB} \cos(\theta)$$

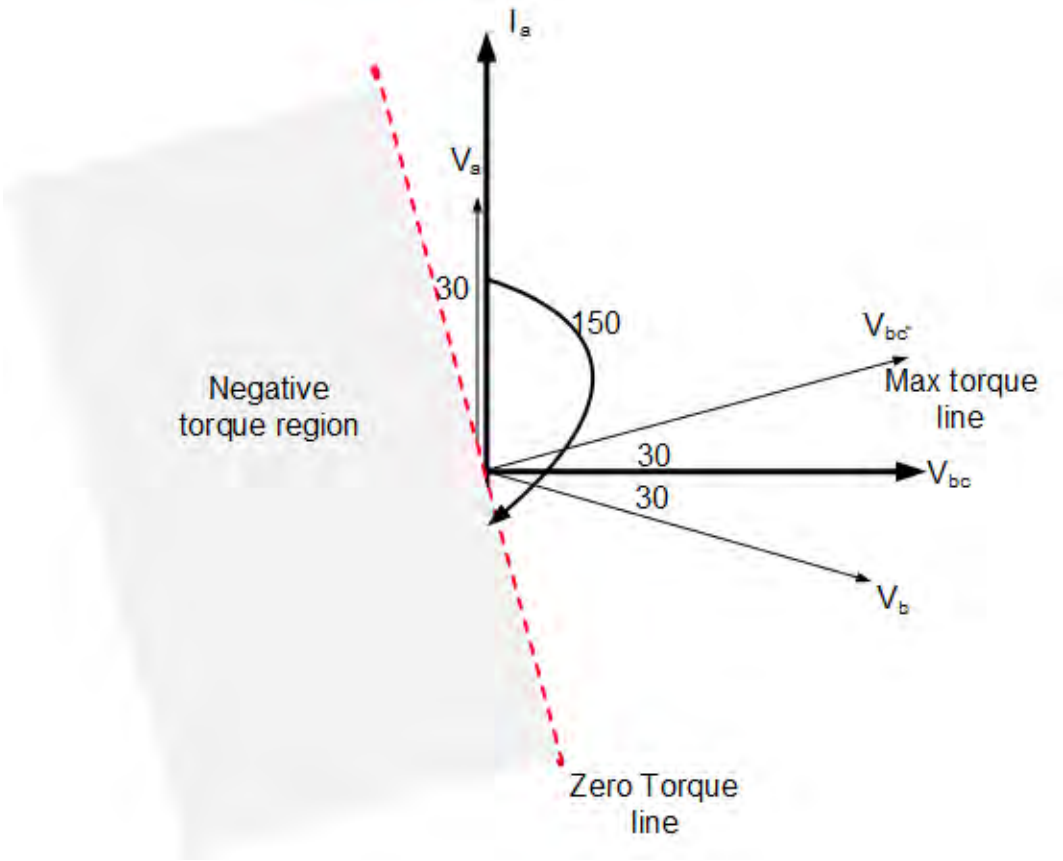
وتسمى هذه التوصيلة 90° connection، وهى واضحة فى الشكل 3–39 حيث الزاوية بين التيار المستخدم فى معادلة العزم(I_A)، والجهد المستخدم فيها (V_{BC}) هى 90°.

وكذلك يمكن كما فى الشكل 3–39 عمل زحزحة shifting للجهد المستخدم بمقدار 30 درجة ليصبح V_{bc}' وتسمى التوصيلة (30° – 90°).. وفى هذه الحالة فإن أقصى عزم سيحدث إذا تغيرت زاوية التيار (نتيجة العطل) بمقدار 60 درجة لتصبح عندها الزاوية بين الجهد V_{bc}'والتيار I_a تساوى صفر. وفى نفس الوقت

www.drgilany.com

فإن الزاوية بين I_a، V_a تساوى 60 درجة lagging، مع ملاحظة أن الزاوية بين I_a، V_a يتحكم فيها قيم R، X الخاصة بالخط ومن ثم فاختيار قيمة زاوية Shifting يتوقف على طبيعة الخط.

يلاحظ أيضا أنه إذا تغيرت زاوية التيار (نتيجة العطل) فى حدود 30 درجة عكس عقارب الساعة أو 150 درجة فى اتجاه عقارب الساعة فسيظل هناك عزم موجب يدل على أن العطل Forward، بينما إذا زادت الزاوية عن هذا الحد فإن العزم يصبح سالبا، أى أن التيار فى الاتجاه العكسى (Reverse Direction).



شكل 3-39 مبادئ الوقاية الاتجاهية (Power factor = 1.0)

3-8-1 تأثير نوع العطل على اتجاه تيار العطل

الأعطال التى تكون الأرض جزء منها تتسبب فى ثبات اتجاه الجهد لكن مع تغير قيمته حسب نوع العطل ويكون فيها تيار العطل كبير ومتأخر بزاوي تقترب من 90 درجة عن الجهد المناظر له فى حالة الخطوط

www.drgilany.com

الطويلة، ومتأخر بـ 60 درجة فى الأطوال العادية، ومتأخر بـ 50 درجة فى خطوط التوزيع وبالطبع كلها قيم تقريبية.

أما عطل الـ Phase-to-Phase فهو الوحيد الذى يتسبب فى تغير زاوية الجهد فى الفازتين المعطلتين بحيث تكون الزاوية بينهما صغيرة حوالى 30 درجة ومن ثم تكون الزاوية مع الـ Phase الغير معطل كبيرة. راجع هذا الجزء في الفصل الأول تحت عنوان سمات الأعطال.

9-3 اختبار أجهزة الـ OVERCURRENT RELAYS

تختلف عادة متطلبات اختبار جهاز الوقاية طبقا لنوعه، وهل هو مثلا Digital أم Electromechanical. وفى هذا الجزء من الفصل نقدم طريقة اختبـــــــار جهـــــاز وقاية (Digital Overcurrent)، لأن متطلباته أشمل من أى نوع آخر.

وعادة فإنه يوجد على الأقل عشرة اختبارات يلزم أن يجتازها Overcurrent Relay وهى:

1- اختبارات وظائف الوقاية Protective Functions وهى أهم أنواع الاختبارات.
2- اختبارات دقة القياس.
3- اختبار تحمله للحدود القصوى الكهربية (أقصى تيار يمر به لمدة معينة أقصى جهد – أقصى تردد ... إلخ).
4- اختبار نقاط التلامس للـ Output Contacts وتحملها لمرور التيار (مثلاً 5 أمبير لمدة 200 ثانية) وذلك لضمان أنه سيتحمل التيار الذى سيغذى دائرة فصل الـ CB فيما بعد).
والاختباران السابقان (3 &4) يستخدمان عند فحص جهاز معين واستخدامه لأول مرة بالشبكة وليس اختبار روتينى.
5- اختبار Power Supply بمعنى أن يستمر فى أداء وظيفته مع حدوث تغير فى قيمة جهد التغذية (مثل من 110 فولت إلى 220 فولت أو حسب مواصفاته).
6- اختبار حدود الضبط (كما سيأتى بالتفصيل).
7- اختبار تأثره بتيار الاندفاع Inrush current إذا كان مصمما لذلك.
8- اختبار تأثره بالمجالات المغناطيسية المحيطة وهذا يحتاج لمعامل خاصة.

www.drgilany.com

9- اختبار Man Machine Interface MMI وتعنى سهولة التعامل معه، مع اختبار تغير كلمة السر Password الخاصة بتغيير قيم الضبط والتأكد من أن الجهاز لا يعمل إلا عند كلمة سر واحدة.

10- اختبار قدرته على تسجيل الحوادث بعدد معين (Event Recording) وتشمل هذه الحوادث (الفتح والغلق والأعطال ...).

والاختباران الأخيران (9 & 10) يخصان فقط أجهزة الوقاية الرقمية، أما الاختبارات الأخرى فهى عامة لكل الأنواع.

3-9-1 متطلبات الاختبار.

يلزم لإجراء الاختبار أن يكون متاح لدينا جهاز اختبار مناسب Tester. ودور هذا الجهاز أن يغذى جهاز الوقاية بتيار عالى يمثل تيار العطل. وعادة يمكن برمجة الـ Tester بحيث يعطى قيم متنوعة ومتدرجة للتيار الذى يمثل تيار العطل. وجهاز الـ Tester يكون أيضا مزودا بـ Timer لقياس الزمن الذى استغرقه جهاز الوقاية قبل أن يفصل.

و يلزم قبل إجراء جميع الاختبارات تحديد ما يلى:

1- تحديد قيمة التيار الطبيعي المسموح بمرورها بالجهاز (غالباً ما يكون من 1 A أو 5 A)
2- تحديد قيمة تيار بدء التشغيل Pickup Current
3- تحديد زمن التشغيل (وهى الفترة من وصول التيار إلى قيمة Pickup وحتى إصداره إشارة الفصل).

وبعد تسجيل قيم الاختبار المطلوبة داخل الـ Tester، وبمجرد الضغط على مؤشر بدء الاختبار يبدأ الـ Tester بتغذية الـ Relay بتيار تدريجى حتى يصل إلى القيمة التى ضبط عليها جهاز Tester، فإذا كانت هذه القيمة أعلى من Pickup current الذى ضبط عليه الـ Relay المراد اختباره، فإننا نتوقع من الـ Relay أن يصدر Trip Signal بعد زمن التشغيل المضبوط عليه جهاز الوقاية، والذى يقوم الـ Timer الموجود بجهاز الـ Tester بقياسه.

وعلى هذا فإن الـ Relay ينجح فى الاختبار إذا قام بإصدار Trip Signal بعد أن يتعدى التيار الداخل له قيمة Pickup current خلال فترة تساوى زمن التشغيل الذى تم ضبطه عليه.

www.drgilany.com

وتتباين كفاءة أجهزة الوقاية فى القدرة على الالتزام بالقيم المحددة للاشتغال، فإذا فصل مثلاً بعد زمن أكثر أو أقل من زمن التشغيل الذى ضبط عليه فهذا يعنى أن كفاءة الـ Relay منخفضة، وربما يصل الأمر إلى إعادة معايرته أو حتى إخراجه من الخدمة إذا كان التجاوز كبيراً.

وفى الغالب قبل اختبار الجهاز يتم تصميم جدول مثل الجدول 3-6. وبعض المصطلحات الواردة فى هذا الجدول سيتم تفسيرها عند شرح خطوات الاختبار.

جدول 3-6 نتائج الاختبار

Phase	Low Setting Table							
	Setting		Test Results					
	Pickup Current	Op-Time	I_{pickup}	Trip time	I_{Reset}	Rest factor	Pickup Current error	Op-Time error
R	0. 5	0.5	0.489	0.51	0.486	0.993	-2.2%	2%
S	0.5	0.5	0.489	0.51	0.486	0.993	-2.2%	2%
T	0. 5	0.5	0.489	0.51	0.486	0.993	-2.2%	2%

وتجدر الإشارة إلى أن هناك نوعان من الاختبارات، أحدهما لاختبار الـ Relay عند ضبطه على قيم عالية High Setting، والأخرى لاختباره عند ضبطه على قيم منخفضة Low Setting، حيث أن جهاز OC يمكن أن يستخدم كما ذكرنا فى بداية هذا الفصل فى دوائر الحماية من القصر العالى phase OC relays، وكذلك يستخدم فى دوائر الـ EF التى يمر بها تيار منخفض. وهما متماثلين تماما فى كل شئ عدا قيم الضبط. والجهاز الكفء هو الذى يعطى كفاءة عالية فى الحالتين. والجدول 3-6 يظهر الاختبار الأول فقط.

3-9-2 خطوات الاختبار

1- يتم ضبط الـ Relay على قيمة محددة لـ Pickup current، وكذلك زمن تشغيل معين، وذلك كما فى العمود الثانى والثالث على التوالى من الجدول السابق.
2- يتم حقن الـ Relay بتيار من الـ Tester أقل من Pickup لمدة طويلة لاختبار ثبات الجهاز وتحمله للتيارات الطبيعية دون أن يفصل.

www.drgilany.com

3- يتم قياس قيمة التيار كما يراها الـ Relay (أجهزة الوقاية الرقمية تظهر هذه القيمة على شاشة الجهاز) وذلك للتأكد من دقة القياس بجهاز الوقاية.

4- يتم حقن الـ Relay بتيار يزداد تدريجياً من خلال جهاز الـ Tester حتى تصدر إشارة الفصل Pickup من الـ Relay (يظهر ذلك ببداية دوران القرص في أجهزة الإلكتروميكنيك أو إضاءة LED في أجهزة الوقاية الرقمية). ويقاس التيار الذى حدث عنده Pickup، وهذا التيار هو I_{pickup} الذى يظهر فى العمود الرابع ويقارن لاحقا بالقيم فى العمود الثانى.

وطالما أن القيمة التى حقن بها Relay أعلى من Pickup current، فإننا نتوقع أن مفاتيح التلامس لجهاز الوقاية (Contacts) تتلامس بعد زمن التشغيل الذى ضبط عليه جهاز الوقاية والمذكور فى العمود الثالث، ويقوم جهاز الاختبار بقياس زمن الفصل الذى استغرقه الـ Relay، وتظهر هذه القيمة فى العمود الخامس من الجدول. حيث يتم مقارنتها بالقيم المذكورة فى العمود الثالث. أما بقية الأعمدة فى الجدول فيتم حسابها بناء على القيم التى تم قياسها فى الأعمدة السابقة، ونوضح ذلك فيما يلى:

3-9-3 معامل الرجوع Reset Factor

ولفهم معنى هذا المعامل فإننا نتخيل حدوث عطل وارتفاع التيار لقيمة أعلى من Pickup current، مما ترتب عليه أن جهاز الوقاية بدأ فى العد التنازلى لزمن التشغيل استعدادا لإصدار Trip signal، لكن لنفرض أن تيار العطل قد انخفض مرة أخرى بسرعة قبل أن يشتغل الـ Relay، فنحن نتوقع فى هذه الحالة أن "**يرجع**" جهاز الوقاية سريعاً عن قراره الأول بفصل الدائرة لانخفاض التيار ونقول انه قد حـــــدث له Drop off. ولقياس قدرة الـ Relay على سرعة الاستجابة للتغير فى التيار المار به فإننا نجرى هذا الاختبار.

ويتم ذلك بحقن الـ Relay بتيار أعلى من Pickup حتى يفصل وتغلق نقط تلامسه Contact Points. ثم نبدأ بتخفيض قيم التيار الذى تم حقنه تدريجيا حتى تفتح Contact Points الخاصة بالـ Relay. ونسجل قيمة التيار الذى "**تراجع**" عنده الـ Relay فى العمود السادس، بينما نسجل Reset Factor فى العمود السابع.

و يتم تعريف معامل الرجوع (Eq. 3-9) بأنه

Eq. 3-9: $\text{Reset Factor} = (I_{Reset})/ I_{pickup}$

وكلما اقترب هذا المعامل من الواحد الصحيح كلما كان الجهاز أكثر حساسية، فنظريا يجب أن يفصل إذا تعدى التيار قيمة الضبط ولو بجزء من الألف، ثم يعود لوضعه الطبيعي إذا قل التيار عن قيمة الضبط ولو بجزء من الألف. ولذا كان قياس هذا المعامل هو أحد عناصر اختبار جهاز الوقاية، وأحد عناصر المفاضلة

www.drgilany.com

بين أجهزة الوقاية المختلفة. وعمليا لن تجد جهاز بهذه القدرة لكن كلما اقترب المعامل من الواحد الصحيح كان ذلك أفضل.

3-9-4 نسبة الخطأ

وكما هو واضح فى الجدول فإنه أيضا يتم قياس نسبة الخطأ بين I_{pickup} الذى فصل عنده الجهاز وبين $I_{setting}$ الذى كان مضبوطاً عليه، وهذه النسبة تظهر فى العمود الثامن.

كذلك يمكن قياس النسبة بين الزمن الفعلى للتشغيل وزمن التشغيل الذى ضبط عليه الجهاز، وتظهر هذه النسبة فى العمود التاسع، والمفروض ألا تتجاوز هذه النسبة حوالى 3% (أو حسب النسبة المذكورة في كتالوج الجهاز).

www.drgilany.com

4 الفصل الرابع

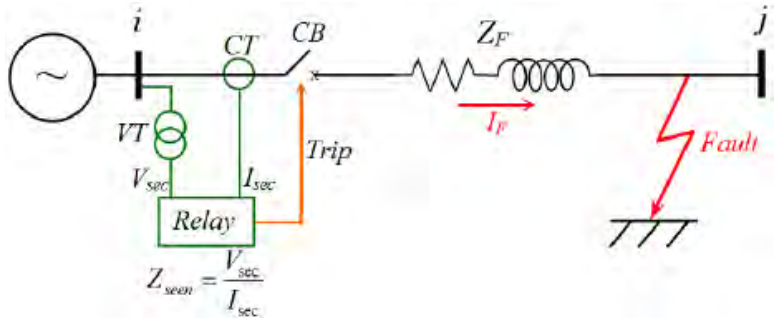
الوقـــــــــاية المسـافيـــــــــة

Distance Protection

تعتبر أجهزة Distance Relays (21) هى الأهم ضمن منظومة أجهزة الوقاية المستخدمة في حماية خطوط نقل القوى الكهربية خاصة فى الجهود العالية، حيث تتميز هذه النوعية من الأجهزة بميزة هامة مقارنـة بأجهزة Overcurrent Relays (50/51) ، وهى القدرة على تحديد منطقة العطـــل (Zone) وليس فقط اكتشاف العطل. ورغم أن الوقاية المسافية تحسب أيضا مكان العطل لكن عمليا لا يمكن الاعتماد عليها في هذا لوجود نسبة خطأ في حساباتها، خاصة في حال وجود مقاومة للعطل، ولذا يكتفى بمعرفة منطقة العطل فقط وهذا ما يكفى لأخذ قرار الفصل من عدمه، ثم تستخدم برامج Off-line Fault Location تتميز بدقة أعلى في تحديد مكان العطل اللازم لفريق الصيانة.

1-4 أساسيات الوقاية المسافية

الفكرة الأساسية لهذه النوعية من الأجهزة أنها تتبع ناتج قسمة الجهد الذى يقيسه الـ Relay ويرمز له بـ , V_{Sec} على التيار المار بالـ Relay ويرمز له بـ I_{Sec}، بصورة مستمرة كما فى الشكل 4-1.



شكل 4-1

www.drgilany.com

ففى الظروف الطبيعية يمثل خارج هذه القسمة Z_{seen} لها قيمة عالية (تساوي معاوقة الخط إضافة إلى معاوقة الحمل المركب في نهاية الخط)، أما عند حدوث عطل فسينشأ Short Circuit على معاوقة الحمل ولا يتبقى من الـ Impedance السابقة سوى Z_F وتصبح Z_{Seen} تمثل الـ Impedance من مكان الـ Relay إلى نقطة العطل. وحيث أن هذه الـ Impedance تتناسب طرديا مع مسافة العطل فبالتالي يمكن معرفة مسافة العطل بمعلومية الـ Z_{Seen}، وهذا هو المبدأ الذى بنى عليه هذا النوع من أجهزة الوقاية.

فلو فرضنا مثلا أن Z_{Seen} المحسوبة تساوى 10 ohm وأن الـ Impedance, Z لكل كيلومتر من طول الخط تساوى 0.1 ohm فهذا يعنى أن العطل على بعد 100km من جهاز الوقاية.

وهذه المعلومة التى حصلنا عليها (مسافة العطل) على درجة كبيرة من الأهمية لأنها تمكن جهاز الوقاية من معرفة منطقة العطل Zone، ومن ثم زمن الفصل المناسب، حيث أن لكل منطقة زمن فصل معين حسب بعدها من جهاز الوقاية، كما سيتضح بالتفصيل لاحقا، وحسب تنسيق أجهزة الوقاية فى هذه المناطق.

ملحوظة هامة:

إذا كنت قد انتهيت من قراءة الجزء السابق كله ولم تنتبه لوجود خطأ جوهري في السطور الأولى فهذا يعنى أنك تحتاج لمراجعة أساسيات حسابات الأعطال.!!! فالسطر الأول في هذا الجزء يقول: أن جهاز الوقاية المسافية يتتبع خارج قسمة V_{Sec}/I_{Sec} ، وهذا الكلام صحيح في حالة واحدة فقط وهى حالة 3LG Fault !!!، أى حالة الأعطال المتماثلة ، أما الأعطال الغير متماثلة فلا يصح أن نقسم الجهد على التيار مباشرة من أجل قياس المعاوقة، بل يجب أولا تطبيق مبادئ الـ Symmetrical Components أو مبادئ الـ Modal Analysis من أجل حساب المعاوقة بصورة سليمة. ولذا أنصح أن تراجع الملحق الثانى من هذا الكتاب أو على الأقل تقرأ الجزء التالى من هذا الفصل بدقة (الجزء رقم 4-2) ففيه ملخص تطبيقى لما هو موجود في الملحق الثاني.

وسأستكمل هذا الفصل مفترضا دائما أن العطل من النوع المتماثل (ما لم ينص على غير ذلك) ، مع ضرورة قراءة الجزء 4-2 لنعرف كيف سنتعامل مع العطل الغير متماثل.

4-1-1 الفرق بين القيم الحقيقية والقيم التي يحسبها الـ Relay

هناك ملاحظة هامة، و هى أن القيم التى يحسبها الـ Relay لا تمثل فى الواقع الـ Impedance الحقيقية للخط، وإنما تمثل قيمة تتناسب معها حسب قيم الـ VTR و الـ CTR المستخدمين.

و يمكن استخدام Eq. 4-1 لحساب قيمة المعاوقة في الجانب الثانوي:

www.drgilany.com

$$Eq.4-1:\ Z_{Sec}(Z\ seen\ by\ the\ relay) = Z_{Pri} * \frac{CTR}{VTR}$$

حيث:

Z_{sec}	قيمة المعاوقة التي يحسبها جهاز الوقاية
Z_{Pri}	القيمة الحقيقية للمعاوقة
CTR	نسبة تحويل محول التيار
VTR	نسبة تحويل محول الجهد

مثال 4 -1

لو كانت معاوقة العطل الحقيقية فى جهة الابتدائي هى $Z_P = 4\Omega$، وكانت CT ratio = 600/1A، بينما كانت VT ratio = 115kV/115 احسب **القيمة التي يراها الجهاز**.

بناء على القيم المعطاة فإن:

$$Z_R = \frac{V_R}{I_R} = \frac{V_{FP} \times \frac{V_2}{V_1}}{I_{FP} \times \frac{I_2}{I_1}} = Z_P \times \frac{CT\ ratio}{VT\ ratio} = 4 \times \frac{600}{5} \times \frac{115}{115000} = 0.48\Omega \qquad (4-1)$$

وهى بالطبع أقل من القيمة الحقيقية (4Ω) ولذا فقيم الضبط التى يتم استخدامها فى جهاز الحماية يجب تعديلها حسب قيم CTR وقيم الـ VTR للوصول للقيمة الحقيقية.

4-1-2 البدائل المتاحة فى وقاية خطوط النقل

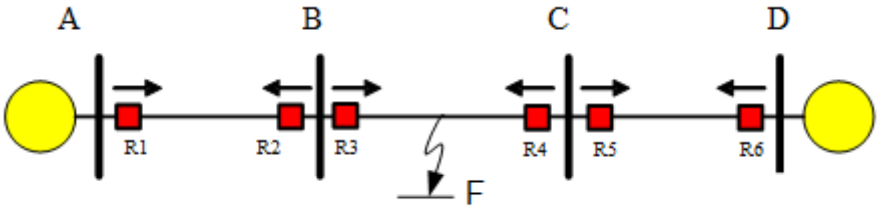
فى البداية نود أن نعقد مقارنة بين استخدام OC Relays، و استخدام Distance Relays فى وقاية خطوط النقل. ولتوضيح الفرق بينهما نضرب هنا مثالا بسيطا. فلو افترضنا أن لدينا عددا من الخطوط (المحطات) المتتالية كما فى الشكل 4-2 مربوطة بخطوط نقل طويلة.

فى الحالة الأولى:

لو افترضنا أن أجهزة الوقاية المستخدمة عند كل محطة هى فقط Overcurrent Relays، ففى حالة حدوث عطل عند نقطة F فى الشكل 4-2 فإن جميع أجهزة Overcurrent فى المحطات D, C, B, A

www.drgilany.com

سوف تكتشف العطل ومن ثم سوف تفصل جميعا وهذا شئ غير مرغوب فيه، لأن المفروض أن يفصل R3، R4 الموجودان فى المحطةB & C فقط، فإذا فشلا فيجب أن يعمل R1، R6 المركبين عند A & D وهكذا. وبالتالي فقدرة أجهزة Overcurrent على حماية هذه النوعية من الخطوط منفردة تعتبر محدودة وغير ذات كفاءة، مالم تزود بوحدة للوقاية الاتجاهية ثم يتم تنسيق Coordination بينهم. وستظل بعد ذلك تعانى من مشاكل عدم القدرة على تمييز حالات مثل الـ Power Swing لأنها غير مصممة لذلك.



شكل 4-2 وقاية المحطات المتتابعة

ولا ننسى أن هناك مشكلة أخرى لأجهزة الـ OC Relays عند استخدامها فى وقاية الخطوط الطويلة وهى مشكلة تغير قيمة تيار العطل حسب قوة مصدر التوليد، وهذا يعنى أن بعض الأعطال يكون تيارها ضعيفا ولا يستطيع OC أن يكتشفه.

فى الحالة الثانية:

لو افترضنا أن أجهزة الوقاية كانت من النوعDistance Relay ففى هذه الحالة وطبقا لأساسيات عمل هذا الجهاز فسيمكنه تحديد مسافة العطل ومن ثم يمكنه تحديد منطقة العطل وهل هى بين المحطة A&B ام هى بين C&B إلى آخره وبناء على معلومة منطقة العطل فسيمكن للجهاز تحديد زمن الفصل المناسب. بل أكثر من ذلك أنه يمكنه أن يحدد زمن الفصل المناسب لأعطال خارج منطقة الحماية الرئيسية له، بمعنى أن يفصل بعد زمن تأخير مناسب طبقا لقواعد التنسيق بين الأجهزة.

فجهاز الوقايةR1 الموجود فى المحطة A على سبيل المثال يعمل كوقاية أساسية ضد الأعطال فى المنطقة بين A & B لكنه فى نفس الوقت يعمل كوقاية احتياطية فى حالة كون الأعطال خارج هذه المنطقة.

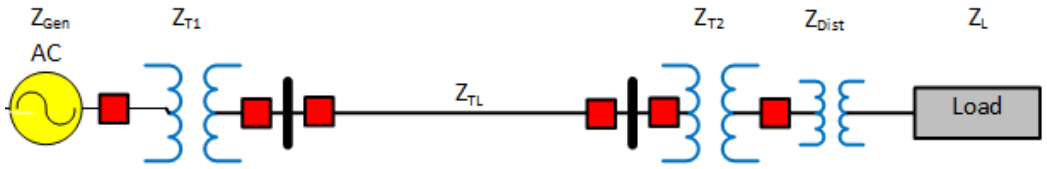
ومن هذا المثال البسيط يتبين أن لجهاز distance relay ميزة أخرى خلاف قدرته على تحديد مكان العطل وهى أنه يعمل كوقاية أساسية واحتياطية فى نفس الوقت.

www.drgilany.com

وبصفة عامة يمكن القول أن أهم ميزات الوقاية المسافية مقارنة بالـ OC Protection أنه أسرع في التشغيل كما أنه Selective، وهو أيضا أسهل في عمليات التنسيق Coordination.

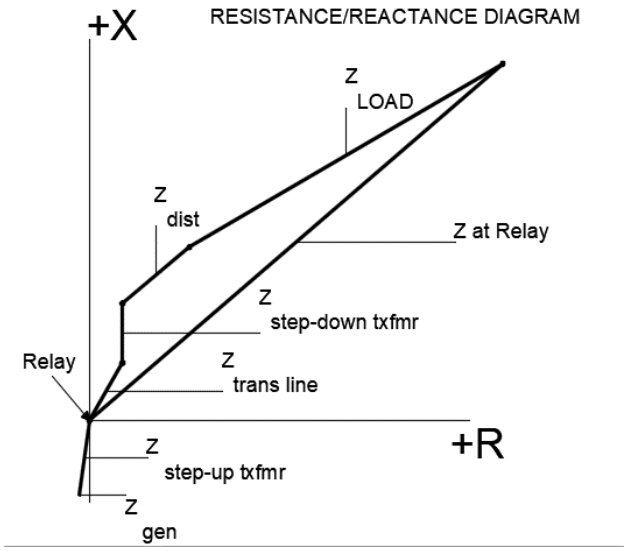
3-1-4 شرح الـ Impedance Diagram

لفهم طبيعة عمل الـ Distance Relays سنأخذ مثالا كما في الشكل 4-3 الذى يمثل شبكة صغيرة مكونة من مولد له معاوقة Z_{Gen}، ومحول رافع (Z_{T1}) ثم خط نقل (Z_{TL}) وأخيرا محول خافض (Z_{T2}) ينتهى على حمل (Z_{Load}).



شكل 4-3

والشكل 4-4 (يسمى الـ Impedance Diagram أو الـ R-X Diagram) الذى تظهر عليه كل قيم الـ Impedances المختلفة التي ظهرت سابقا في الشكل 4-3.



شكل 4-4

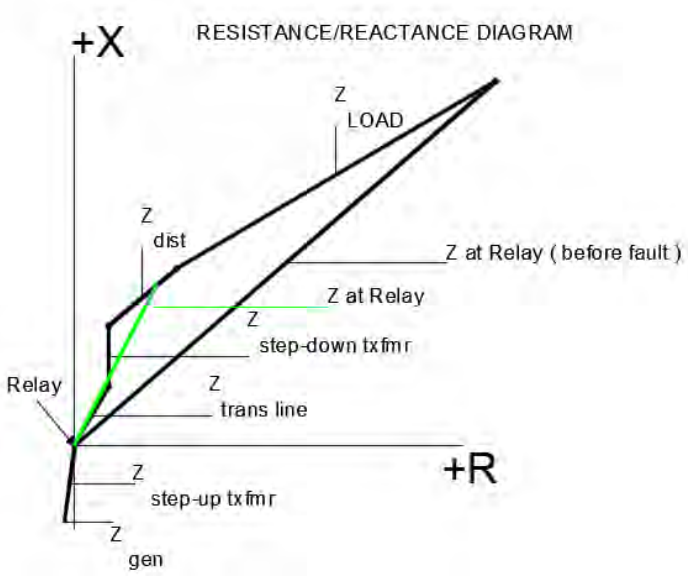
www.drgilany.com

لاحظ أن Z_{gen} وكذلك $Z_{Step\text{-}Up\text{-}txf}$ ظهـــــــرا بزاوية تقترب من الـ 90 درجة أي أنـــــهما mainly reactance. أيضا لاحظ أنهما ظهرا بقيم سالبة (في المربع الثالث) بسبب وجودهما خلف الـ Relay.

بينما $Z_{trans\text{-}line}$ ظهرت بزاوية تساوى تقريبا 60 درجة وهذه هي القيمة التقريبية للـ Impedance الخاصة بخطوط النقل في الجهد العالى، بعدها ظهرت الـ Impedance الخاصة بمحـــــــول Step-down وزاويته تقترب من الـ90 درجة، وبعده ظهر الخط الممثل لمعاوقة محول التوزيع Z_{dist} (ويدخل ضمنها قيمة معاوقة الـ distribution feeder) بزاوية تقترب من 40 درجة، وأخيرا ظهرت Z_{load} بزاوية تقترب من 30 درجة على أساس أن الـ PF للحمل في حدود 0.8. من هذا الشكل يتبين أن الـ Impedance التي يراها الـ Relay ($Z_{at\text{-}relay}$) في الظروف الطبيعية (قبل حدوث العطل) ستكون لها زاوية أقل من 40 درجة وتميل أكثر ناحية الـ R-axis.

4-1-4 قيم الزوايا بعد حدوث العطل

لكن عند حدوث عطل تتغير زاوية الـ Impedance التي يراها الـ Relay كما في الشكل 4-5.



شكل 4-5

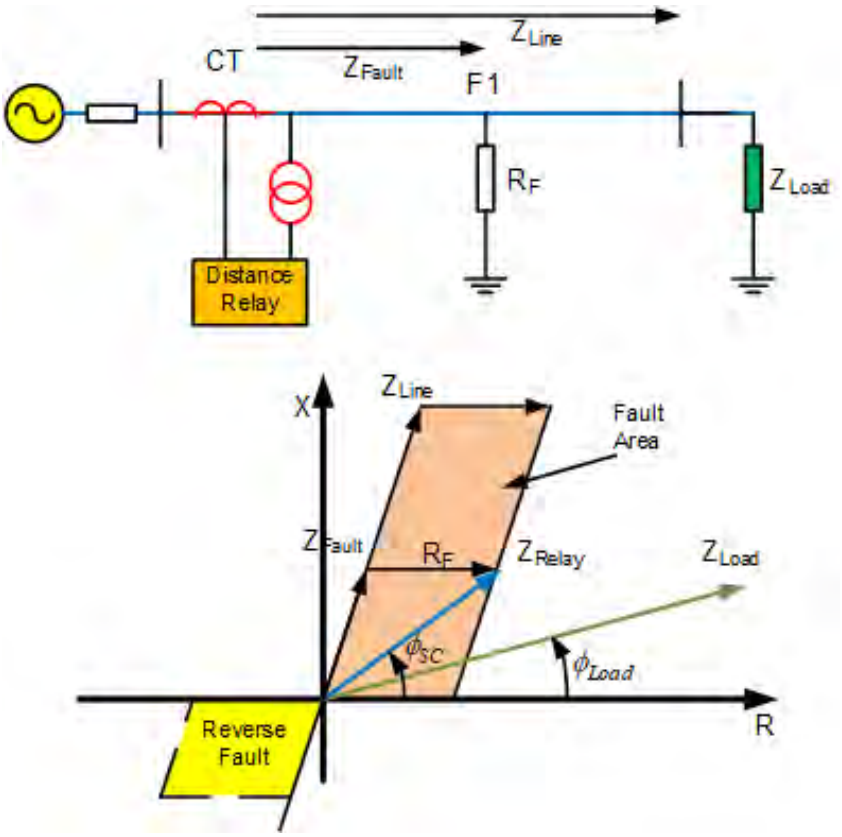
من الملاحظات الهامة على الشكل 4-5 أن زاوية $Z_{at\ relay}$ ستزيد كلما اقترب العطل من بداية الخط، وبالتالي فدائما تكون زاوية الـ Impedance التى يراها جهاز الحماية في حال العطل $Z_{at\ relay}$ تكون أكبر من الزاوية التي كان يراها فى حالة الحمل الطبيعي ($Z_{at\ relay\ before\ fault}$)، وهذا شئ متوقع، فعند حدوث

www.drgilany.com

عطل فإن Z_{Load} يحدث عليها short، وبالتالي تختفى فلا يرى الجهاز إلا معاوقة الخط من مكان الـ Relay وحتى نقطة العطل، وهذه الـ Impedance لها زاوية أكبر من زاوية Z_{Load}، لأن مقاومة الخط R_{Line} عموما تكون أقل بكثير من X_{Line}.

4-1-5 تأثير مقاومة العطل على حسابات الـ Impedance

فى الظروف الطبيعية تقع نقطة عمل الـ Impedance التى يراها الـ Relay على الخط Z_{Load} في الشكل 4-6 الذى يميل بزاوية في حدود 30 درجة. فإذا حدث عطل فإنها تنتقل إلى نقطة على الخط Z_{Fault} بزاوية ميل في حدود 60 درجة, مالم تتحرك يمينا بسبب R_F لتنتج خط ثالث هو Z_{relay}. لاحظ أن R_F ليست ثابتة وقيمتها تبدأ من صفر أوم حتى عدة مئات من الأوم. لاحظ أيضا أنه لولا وجود R_F لكانت زاوية العطل مختلفة تماما عن زاوية الـ Load، لكن فى وجود R_F تقترب الزاويتان من بعضهما مما يزيد من صعوبة اكتشاف هذه النوعية من الأعطال. أما فى الأعطال العادية – بدون مقاومة – فإن منطقة معاوقة الحمل الطبيعي ستختلف وتبتعد بدرجة معقولة عن منطقة معاوقة الأعطال كما هو ظاهر بالشكل 4-6.



شكل 4-6 معاوقة العطل كما تظهر على R-X Diagram

www.drgilany.com

4-1-7 تأثير تغير قوة المصدر (SIR) على قيمة Z_{Relay}

طبقا للشكل 4-7 فإن الجهد الذى يقرأه جهاز الحماية يساوى حسب Eq. 4-2

$$\boldsymbol{Eq.4-2:}\ V_R = I_R * Z_L = \frac{V_S}{Z_S + Z_L} * Z_L = \frac{V_S}{\frac{Z_S}{Z_L} + 1}$$

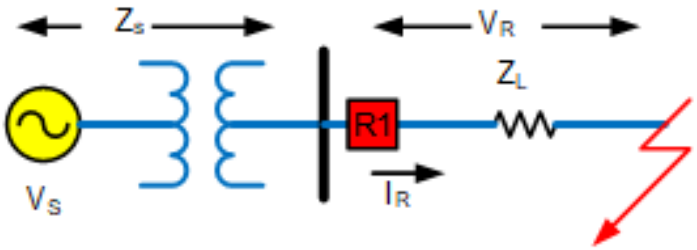
تعرف النسبة (Z_S/Z_L) بـ SIR, Source Impedance Ratio، و تتراوح قيمتها بين قيمة أقل من الواحد الصحيح إلى حوالى 30. وكلما صغرت كلما دل ذلك على قوة المصدر. وهذه قيم تقريبية لها في أنظمة النقل المختلفة.

Short Lines: SIR >4
Medium Lines: 0.5 < SIR < 4
Long Lines: SIR < 0.5

علما بأن Z_S يتم حسابها بدلالة الـ Short Circuit Capacity للمصدر من Eq 4-3:

$$\boldsymbol{Eq.4-3:}\ Z_S = \frac{(KV^2)}{MVA_{SC}}$$

ويظهر من Eq. 4-2 أن الجهد الذى يقيسه الجهاز يعتمد على SIR، فكلما كبرت SIR كلما قلت قيمة الجهد الذى يراه الـ Distance Relay، وهذا يسبب مشاكل للجهاز لأنه إذا كانت قيمة الجهد الذى يظهر على أطراف الجهاز صغيرة فربما لا يحس الجهاز بهذا العطل (أو على الأقل سيراه بنسبة خطأ عالية نسبيا). ولذا فإن الشركات المصنعة تحدد حدود قدرة الأجهزة وكفاءتها فى اكتشاف الأعطال بدلالة اتساع مدى (SIR) الذى يمكن للجهاز اكتشاف الأعطال خلاله.



شكل 4-7

www.drgilany.com

4- 2 حساب قيم الـ IMPEDANCE فى الأعطال المختلفة

تتوقف طريقة حساب قيمة المعاوقة على نوع العطل، فليس صحيحا أن يتم قسمة Faulty Phase Voltage على Faulty Phase Current فى كل الأحوال. وسنعرض هنا كيفية حساب قيمة Z_F فى حالات الأعطال المختلفة.

ورغم أننا في كل أنواع الأعطال نبحث عن قيمة (Positive Sequence Impedance) Z_1، التي تمثل المعاوقة الحقيقية من نقطة تركيب الـ Relay إلى نقطة العطل، إلا أن استخدام القوانين البسيطة بقسمة الجهد على التيار لا يعطى دائما هذه القيمة التي نبحث عنها اللهم إلا في حالة واحدة فقط هي حالة Symmetrical Faults.

4-2-1 طريقة الـ Symmetrical Component

من أجل الوصول للصورة الصحيحة لمعادلات حساب قيم معاوقة العطل في حال الأعطـــــال الـ Unsymmetrical يلزم استخدام طريقـــــــــة الـ Symmetrical Component (أو طريقة الـ Modal Transformation التي سنشير إليها لاحقا) لتحليل هذه الأعطال نظريا أولا من أجل الوصول لمعادلات تستخدم نفس الجهد والتيار المقاسين للوصول لقيم المعاوقة الصحيحة ثم استخدام نتائج هذا التحليل في تصميم أجهزة الوقاية كما سنرى. ونؤكد هنا أن الـ Symmetrical Component هي فقط طريقة لتحليل ودراسة الأعطال وليس طريقة لتصميم أجهزة الوقاية، بمعنى أن أجهزة الوقاية ستظل تقرأ نفس الجهود والتيارات العادية على الفازات، لكن بناء على التحليل بطريقة الـ Symmetrical Component فإن المعادلات المستخدمة داخل أجهزة الوقاية في حالة الأعطال الغير متماثلة ستختلف عن المعادلات المستخدمة في حالة الأعطال المتماثلة وسيختلف طريقة تناول القياسات التقليدية للجهد والتيار. (مرة أخرى أؤكد على أن جهاز الوقاية في كل الأحوال سواء كان العطل متماثلا أو غير متماثلا سيستخدم نفس القياسات التقليدية للجهد والتيار لكن ضمن معادلات مختلفة لكل نوع من أنواع الأعطال كما سنرى)

وما دفعنا إلى هذا الأسلوب الجديد في حسابات الـ Impedance أن العلاقات بين الـ Phasors لم تعد متشابهة ولم يعد هناك مثلا 120 درجة بين كل phase وآخر، كما أن الحسابات البسيطة بقسمة الجهد على التيار تهمل عنصرا مهما هو الـ Mutual Impedance, Z_m بين الـphases المختلفة.

www.drgilany.com

وفى حالة الوقاية المسافية هنا فإنه للوصول للصورة النهائية لقيم معاوقة العطل تحت ظروف الأعطال المختلفة يلزم أولا مراجعة الملحق الثانى في نهاية الكتاب والخاص بحسابات الأعطال غير المتماثلة Unsymmetrical Faults.

4-2-2 أولا حساب Z_F فى حالات Phase Faults

باستخدام مبادئ الـ Symmetrical Component المشروحة في الملحق الثاني تم تجميع قيم التيار والجهد على الـ phases المختلفة في حالات الأعطـــــال المختلفـــــــــة فى الجـــدول 4-1.

لاحظ أن المعادلات الأصلية التي استنبط منها قيم الجهد والتيار الواردة في هذا الجدول كانت بدلالة Z_{L1}, Z_{L0}, Z_{L2} لكن في حالة خطوط النقل يمكن اعتبار $Z_{L1}=Z_{L2}$ ولذا ظهرت جميع المعادلات بدلالة Z_{L1} فقط (يمكن اختصارا أن تكتب Z_1)، كما لم تظهر Z_0 في هذا الجدول لأن هذا الجدول خاص فقط بالـ Phase Faults ، و Z_o لا تظهر سوى في حالة الـ Ground Faults.

جدول 4-1 قيم الجهد والتيار المستخدمة فى حساب المعاوقة فى حالتى عطل: A-B و A-B-C

Fault Quantity	Three phase fault	Phase to Phase Fault
I_a	I_1	0
I_b	$a^2 I_1$	$(a^2 - a)I_1$
I_c	$a I_1$	$(a - a^2)I_1$
V_a	$Z_{L1} I_1$	$2(Z_{s1}+Z_{L1}) I_1$
V_b	$a^2 Z_{L1} I_1$	$(2 a^2 Z_{L1}-Z_{S1}) I_1$
V_c	$a Z_{L1} I_1$	$(2 a Z_{L1}-Z_{S1}) I_1$

فى حالة العطل من النوع Phase to Phase وكذلك فى حالة العطل Three Phase بدون اتصال مع الأرض فإن قيمة Z_F تحسب من قسمة **الفرق** بين جهدى Two Faulty Phases مقســـــــــــوما على **الفرق** بين Two Faulty Currents المناظرين لهما. على سبيل المثال فى حالة حدوث عطل بين الوجهين B,C فإن المعاوقة الصحيحة يجب أن تحسب بقسمة الجهد V_{BC} على التيار I_{BC} . لاحظ أن ناتج القسمة هو Z_{L1} التي تمثل معاوقة العطل التي نبحث عنها.

www.drgilany.com

Phase to phase (B_C)

$$Eq.4-9: \frac{V_{BC}}{I_{BC}} = \frac{V_B - V_C}{I_B - I_C} = \frac{2(a^2 - a)Z_{L1}I_1}{2(a^2 - a)I_1} = Z_{L1}$$

Three phase fault

$$Eq.\ 4\text{-}10: \frac{V_{BC}}{I_{BC}} = \frac{V_B - V_C}{I_B - I_C} = \frac{(a^2 - a)Z_{L1}I_1}{(a^2 - a)I_1} = Z_{L1}$$

ملحوظة:

عمليا – داخل جهاز الوقاية – أنت فقط تقسم V_{BC} على I_{BC}، أما بقية التفاصيل في المعادلة Eq 4-9, 4-10، فمكتوبة فقط لإثبات أن ناتج القسمة سينتج Z1 التي نبحث عنها.

قيمة V_{BC} وقيمة I_{BC} فى المعادلتين السـابقتين تختلفـان حسب نوعية العطل وهل هو Phase to phase، أم هو 3-Phase، ويمكن التأكد من ذلك بمراجعة الجدول 4-1.

ومن المهم أن تلاحظ أن Eq. 4-10 يمكن أن توضع على صورة

$$\frac{V_B - V_C}{I_B - I_C} = \frac{\boldsymbol{V_A}}{\boldsymbol{I_A}}$$

لأن الجهود الثلاثة في حالة الـ 3-Phase Fault متساوية، على عكس Eq. 4-9 التي لا يمكن وضعها إلا على الصورة المذكورة لأن الجهود الثلاثة غير متساوية.

لاحظ أن Zs رغم ظهورها في هذا الجدول 4-1 ، إلا أنها لم تظهر في الصيغة النهائية لحساب $\mathbf{Z_F}$ ، وذلك لأن $\mathbf{Z_F}$ في حالة الـ Phase faults تحسب بدلالة طرح جهدين من بعض مقسوما على طرح تيارين من بعض (راجعْ Eq. 4-9 and 4-10) وبالتالي لن تظهر Zs في الصورة النهائية.

سؤال هام: لماذا ينتج عن استخدام طريقة الـ symmetrical components وجود اختلاف في قيمة التيار المستخدم في حساب معاوقة العطل ($\mathbf{Z_F}$) من عطل لآخر؟

الإجابة: من واقع الدراسة التفصيلية لهذه الطريقة في الملحق الثاني فإنه ينتج عن تحليل أي نوع من الأعطال أن الثلاث دوائر الخاصة بالـ Positive , Negative and Zero Sequence Impedances يتم

www.drgilany.com

توصيلهم معا بطرق مختلفة حسب نوع العطل ، ففي حالة الـ SLG Fault سيتم توصيلهم على التوالي معا ، بينما مثلا في حالة الـ Phase-to-Phase فيتم توصيل الـ Positive and Negative Sequence Circuits معا على التوازى ، ومن هنا اختلفت قيم التيار.

2-4-4 لماذا نستخدم الـ line voltage في أعطال الـ L-L؟

لاحظ أن استخدام فكرة قسمة فرق الجهد على فرق التيار قد ساهم فى تجنب مشكلة أن تعتمد قيمة Z_F التي يحسبها الـ Relay على قيمة Z_{Source}، التى لم تظهر فى المعادلات السابقة، فلو كنا اعتمدنا على قسمة V_B على I_B فإن هذا كان سيؤدى إلى قيمة خاطئة تعتمد على Z_s كما يتضح من Eq. 4-11:

$$\textbf{Eq. 4 – 11: } Z_F = Z_B = \frac{V_B}{I_B} = \frac{(2 \times a^2 Z_{L1} - Z_{S1})I_1}{(a^2 - a)I_1}$$

ويمكن بعمليات تبسيط المعادلة السابقة حتى نصل إلى أن نضعها على الصورة التالية:

$$\textbf{Eq. 4 – 12: } Z_F = Z_B = \left|\frac{2}{\sqrt{3}}\angle 30^\circ\right| . Z_{L1} + \left|\frac{1}{\sqrt{3}}\angle -90\right| . Z_{S1}$$

تذكر أن:

$$a = 1\angle 120^\circ, \quad a^2 = 1\angle 240^\circ$$

والجزء الثانى من Eq. 4-12 يثبت خطأ الاعتماد على مبدأ قسمة V_B على I_B (رغم أن هذا الـ phase مشترك فى العطل) بسبب ظهور Z_s فى المعادلة وهى قيمة متغيرة كما هو معلوم، بمعنى أن جهاز الحماية يمكن أن يعطى قيمة مختلفة لنفس العطل تبعا لظروف التشغيل، وهذا مالا نريده، ومن ثم فالصحيح هو قسمة فرق الجهد على فرق التيار كما أسلفنا.

3-4-4 حساب Z_F فى حالات Earth Faults

يتوقف اختيار المعادلات المناسبة لقياس Z_F لهذه النوعية من الأعطال على عدة عناصر أهمها طريقة Earthing وسنشرح هنا كيفية استنتاج المعادلات المناسبة فى حالة واحدة هى الأشهر والأكثر انتشارا فى الشبكات، وهى الحالة الـ SLG.

www.drgilany.com

قد يبدو لأول وهلة أن قيمة الجهد عند أطراف جهاز الحماية تساوى ببساطة حاصل ضرب التيار فى المعاوقة المقاسة من نقطة العطل حتى الـ Relay. وهذا التبسيط صحيح فى حالة واحدة فقط وهى عدم وجود R_F.

أما إذا كان العطل خلال R_F فإن التبسيط السابق يكون فى الواقع خطأ كما سيتبين من Eq. 4-13 التي نصل إليها بالإثبات التالى:

$$V_a = I_1 \times Z_1 + I_2 \times Z_2 + I_0 \times Z_0$$

$$I_a = I_1 + I_2 + I_0$$

$$I_N = I_a + I_b + I_c = 3I_0$$

وإذا أخذنا فى الاعتبار أن Z_1 تساوى Z_2، وإذا سمينا ثابت جديد هو K يساوى

$$K = \frac{Z_0}{Z_1}$$

وبالتعويض يمكن بسهولة أن نثبت أن

$$V_a = Z_1 \left\{ I_a + (I_a + I_b + I_c) \times \frac{K-1}{3} \right\} = Z_1 \{ I_a + I_0 \times m \}$$

حيث

$$(m = \frac{K-1}{3})$$

وواضح انه لو قمنا بقسمة V_a على I_a، سنجد أن المعاوقة Z_R التى سيحسبها الـ Relay لن تساوى Z_1، وإنما فى الواقع ستساوى

$$\textbf{Eq. 4 – 13:}\quad Z_R = \frac{V_a}{I_a} = \left(1 + \frac{K-1}{3}\right) Z_1 = (1+m) Z_1$$

واضح من Eq. 4-13 وجود خطأ في حساب المعاوقة بسبب المقدار m.

وهذا معناه أنه للحصول على قيمة Z_F الحقيقية يلزم عمل نوع من التصحيح لقيم التيار والجهد الداخلة للـ Relay. وهو ما يعرف بـ Compensation. والتيار المصحح أو الـ Compensated لـ Phase-a مثلا يساوى

$$I_{A\text{-compensated}} = (I_A + mI_0)$$

www.drgilany.com

وبالتالي عند حساب المعاوقة نقسم V_A / $I_{A\text{-compensated}}$ لتصبح قيمة المعاوقة في حالة الأعطال الأرضية تساوى

$$\textbf{Eq. 4 - 14: } Z_R = \frac{V_a}{I_{a-Compensated}} = Z_1$$

كما في الجدول 4-2 الذى يجمع كل الـ Formulas المستخدمة في حسابات الأعطال الأرضية، وبعده مثال شامل تطبيقى على حسابات الأعطال.

لاحظ هنا في هذه النوعية من الأعطال الغير متماثلة أن التحليل النظرى بطريقة الـ Symmetrical Component أنتج تغييرات جوهرية في التصميم العملى لأجهزة الوقاية، فأصبح من الضرورى أن يتم داخل الجهاز حساب الـ Zero Sequence Current بجمع التيارات المقاسة الثلاثة أولا من أجل سهولة التطبيق في المعادلة رقم Eq. 4-14 .

جدول 4-2

Fault Type	Formula
AG	$V_A/(I_A+mI_0)$
BG	$V_B/(I_B+mI_0)$
CG	$V_C/(I_C+mI_0)$

مثال 4- 4

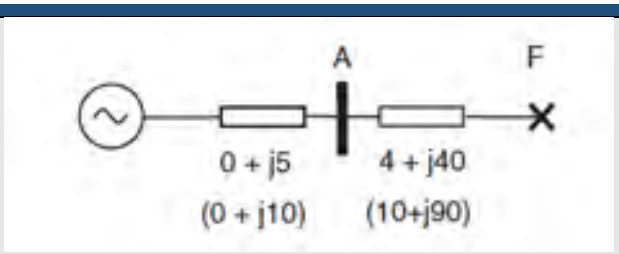
في الشكل 4-22 احسب قيمة المعاوقة Z التي يراها جهاز الحماية المركب عند الـ BB-A وذلك في حالة حدوث عطل L-L، وعطل L-G، وكذلك في حالة حدوث عطـــــــــل Three phase fault.

Given:

V_{line} = 13.8 kV

(القيم داخل القوسين تمثل الـ Zero sequence impedances)

www.drgilany.com



شكل 4-22

Solution:

Three-phase fault

For this case, only the positive sequence current exists, and is also the phase a current. It is given by

$$I_a = I_1 = \frac{7967.4}{4+j45} = 176.36\angle\ 84.92°$$

$7964.4 = (13800/\sqrt{3})$ is the phase-to-neutral voltage.

The phase- a voltage at the relay location is given by

$E_a = E_1 = 7967.4 - j5 \times 176.36\angle\ 84.92° = 7089.49\angle -0.63°$
Thus , the fault impedance seen by the relay in this case

$$Z_F = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c} = \frac{E_a}{I_a} =$$

$$= \frac{7089.49\angle -0.63°}{176.36\angle -84.92°} = 4+j40\ \Omega$$

Phase -to-phase fault

For a b-c fault

$$I_1 = -I_2 = \frac{7967.4}{2\times(4+j45)} = 88.18\angle\ 84.92°$$

Also, $I_b = -I_c = I_1\ (\alpha_2 - \alpha) = -j\sqrt{3}\ I_1 = 152.73\angle -174.92°$.

www.drgilany.com

And $(I_b - I_c) = 305.46\angle -174.92°$

The positive and negative sequence voltages at the relay location are given by

$$E_1 = 7967.4 - j5 \times 88.18\angle -84.92° = 7528.33\angle -0.3°.$$

$$E_2 = j5 \times 88.18\angle -84.92° = 440.90\angle 5.08°.$$

And the phase b and c voltages at the relay location are

$$E_b = \alpha^2 E_1 + \alpha E_2 = 7528.33\angle -120.3° + 440.90\angle 125.08°$$
$$= -4051.3 - j6139.3$$

$$E_c = \alpha E_1 + \alpha^2 E_2 = 7528.33\angle 119.7° + 440.90\angle -114.9°$$
$$= -3916.09 + j6139.3$$

Thus , $E_b - E_c = 12279.37\angle -90.63°$,and

$$= \frac{12279.37\angle -90.63°}{305.46\angle -174.92°} = 4 + j40\ \Omega \quad \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c}$$

Phase -a-to-ground fault

For this fault , the three symmetrical components of the current are equal

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{7967.4}{(0+j10)+2\times(0+j5)+(10+j90)+2\times(4+j40)}$$

$$= 41.75\angle -84.59°$$

The symmetrical components of the voltages at the relay location are

$$E_1 = 7967.4 - j5 \times 41.75\angle -84.59° = 7759.58 - j19.68$$

$$E_2 = -j5 \times 41.75\angle -84.59° = -207.82 - j19.68$$

$$E_0 = -(0+j10) \times 41.75\angle -84.59° = -415.64 - j39.36$$

www.drgilany.com

And the phase a voltage and current at the relay location are

$$E_a = E_1 + E_2 + E_0 = 7136.55\angle -0.63°$$

$$I_a = I_1 + I_2 + I_0 = 125.25\angle -84.59°$$

The zero sequence current compensation factor m is given by

$$m = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} = \frac{1-j90-4-j40}{4+j40} = 1.253\angle -1.13°$$

and the compensated phase a current is

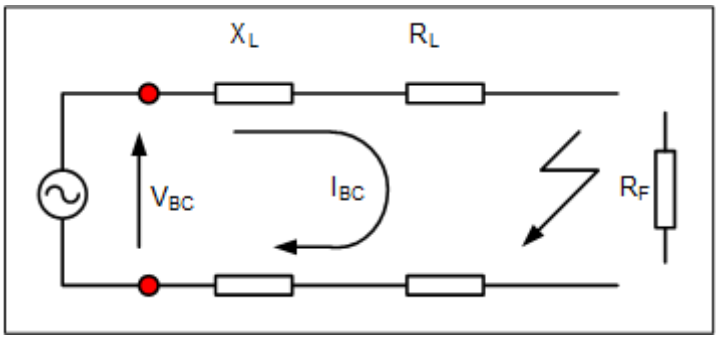
$I'_a = I_a + m\, I_0 = 177.54\angle -84.92°$; and finally

$$\frac{E_a}{I'_a} = \frac{7136.55\angle -0.63°}{177.54\angle -84.92°} = 4+j40\ \Omega$$

لاحظ في حالات الأعطال الثلاثة فإن الـ Relay الموجود عند الـ BB_A استطاع بتطبيق المعادلات السابقة أن يحسب معاوقة العطل (4+j40) بصورة صحيحة رغم اختلاف المعادلة المستخدمة لكل نوع من أنواع الأعطال الثلاثة مما يدل على صحة هذه المعادلات. ونؤكد مرة أخرى أن معاوقة العطل التي نبحث عنها لتحديد مكان العطل هي Z_1 فقط.

4-4-5 تأثير مقاومة العطل R_F على قيمة Z_F (في حالة Ph-to-Ph)

يبقى أن ندرس تأثير R_F على قيم Z_F المقاسة فى حالة Phase-to-Phase Fault. وهذه المشكلة تظهر فى الشكل 4-24.



شكل 4-24 تأثير مقاومة العطل على قيم الـ Impedance المحسوبة

www.drgilany.com

وبتطبيق نفس المعادلات السابقة مع أخذ R_F فى الاعتبار يمكن الوصول للمعادلة Eq. 4-14:

$$\boldsymbol{Eq.4-14:}\ Z_{ph-ph} = \frac{2(R_L I_{BC} + jX_L I_{BC}) + I_{BC} R_F}{2I_{BC}}$$

ومنها نصل إلى أن قيمة الـ Z_F التى يراها الـ Relay فى حالة Phase-to-Phase هى

$$\boldsymbol{Eq.4-15:}\ Z_{ph-ph} = R_L + jX_L + \frac{R_F}{2}$$

وهى نتيجة مثيرة للاهتمام حيث تبين أن جهاز الوقاية لا يرى سوى نصف قيمة R_F فقط فى حالة Phase to Phase، وهذا شئ يجب أن يؤخذ فى الاعتبار عند ضبط Zone Reach فى اتجاه R داخل أجهزة الوقاية المخصصة للوقاية من الأعطال من نوعية Phase-to-Phase.

6-4-4 الحسابات باستخدام الـ Modal Transformation

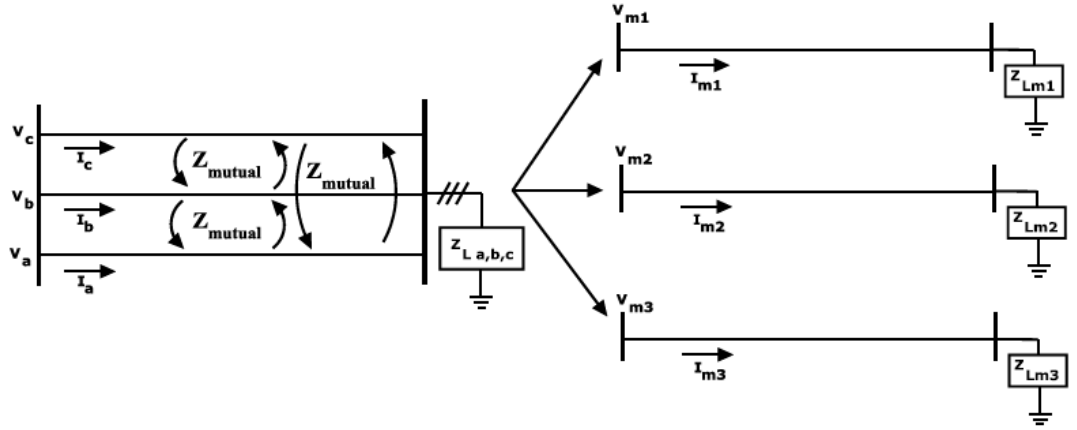
معلوم أن الحسابات الدقيقة للأعطال لابد أن تأخذ في اعتبارها ظهور الـ Mutual Coupling, Z_m بين الخطوط كما في الشكل التوضيحى الأيسر من الشكل 4-25، فإذا أردت أن تحسب حسابات دقيقة فيجب أن تفك هذا الارتباط بين الـ phases المختلفة وبعضها البعض، وأيضا بين الخطوط المختلفة. وفك هذا الارتباط يتم من خلال ما يعرف بالـ Modal Transformation، وله عدة أساليب أشهرها استخدام طريقة الـ Symmetrical Component وعندها نقول أننا انتقلنا من الـ Phase Domain، إلى الـ (Modal Domain)، أو إلى الـ Sequence Domain.

وجميع المعادلات السابقة معتمدة على هذه الطريقة المشروحة تفصيلا في الملحق الثانى.

وتوجد طريقة تحويل أخرى هي الـ Clarke Transformation وهى طريقة تحويل تنقلنا من الـ Phase Domain أيضا إلى الـ Modal Domain.

وكلاهما باختصار يهدف إلى تحويل الدائرة الغير متماثلة إلى دوائر بسيطة Uncoupled كما في الجزء الأيمن من الشكل 4-25 وذلك من خلال مصفوفات تحويل معينة Modal Transformation Matrix

www.drgilany.com



شكل 4-25

والمعادلة العامة للتحويل من الـ Phase Domain, P إلى الـ Modal Domain, M هي كالتالي:

$$V_m = T^{-1}V_P$$

$$I_m = T^{-1}I_P$$

وأحد أشهر هذه المصفوفات هي كما ذكرنا مصفوفة التحويل T المستخدمة في طريقـــــــة الـ Symmetrical Component وهى كالتالي

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

وكذلك مصفوفة التحويل T المستخدمة في طريقة Clarke Transformation وهى كالتالي:

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix}$$

ويمكن مراجعة الملحق الثانى للشرح التفصيلى للطريقة الأولى.

www.drgilany.com

4-3 أنواع أجهزة الوقاية المسافية

هناك أنواع عديدة لأجهزة الوقاية المسافية تختلف أساسا فيما بينها فى حدود عمل الجهاز، والتي تختلف طبقا لنوع الجهاز وطريقة تصنيعه، وهى فى الغالب إما أن تكون دوائر، أو متوازى مستطيلات، أو حتى شكل متعرج طبقا لمتطلبات التشغيل. وتتميز أجهزة الوقاية الرقمية بالقدرة على تعديل شكل هذه المناطق والحدود بأشكال مختلفة على عكس أجهزة الوقاية الالكتروميكانيكية والتى فى الغالب تمثل فيها هذه المناطق بواسطة عدة دوائر ثابتة الشكل، وهو ما يعطى ميزة إضافية لأجهزة الوقاية الرقمية. وفيما يلى بعض أشهر أنواع أجهزة الوقاية المسافية:

4-3-1 النوع الأول: الـــ Impedance Relay

هذا أول وأبسط أنواع أجهزة الوقاية المسافية، وحدود عمله عبارة عن دائرة كما فى الشكل 4-8. والفكرة الأساسية له أنه يقوم بقسمة الجهد على التيار ليحصل على قيمة Z_F ويتخذ قراره بالفصل إذا وقعت القيمة داخل حدود عمله.

<u>لكن، لماذا يمثل الـ Impedance Relay بدائرة؟</u>

السبب واضح، وهو أن هذا الـ Relay كما ذكرنا يتتبع قيمة Z، وبما أن

$$Z_{line} = R_{line} + j\ X_{line}$$

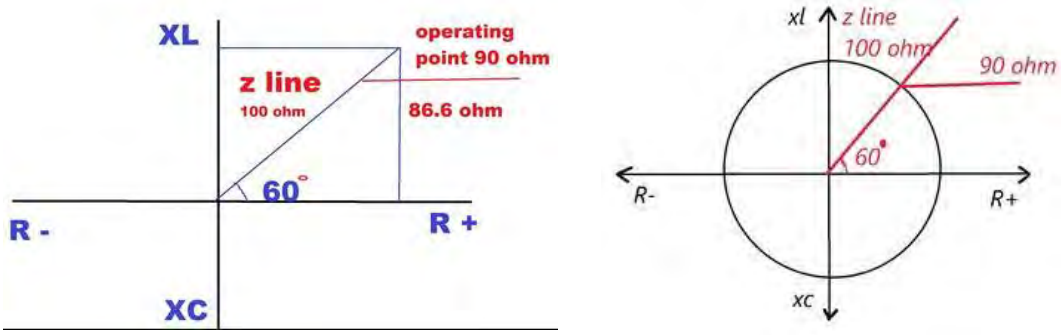
فإن:

$$Z_{line}^2 = R_{line}^2 + X_{line}^2$$

والمعادلة السابقة هي معادلة دائرة تمر بنقطة الأصل ونصف قطرها هو Z_{line}، كما هو معلوم من أساسيات الجبر. وفى حالة جهاز الوقاية المسافية نختار نصف القطر بحيث يساوى قيمة Z_{line} للخط كله، وبالتالي، فعند حدوث عطل على الخط بحيث أن المعاوقة من نقطة العطل وحتى مكان الـ Relay تساوى $R_F + jX_F$، وسيكون بالتأكيد مجموع $Z^2_F = R^2_F + X^2_F$ أقل من Z^2_{Line}.

على سبيل المثال لو أن معاوقة الخط كانت تساوى $Z= 50 + j86\ \Omega$ فإن منطقة الحماية للجهاز المركب على هذا الخط تمثل نظريا بدائرة نصف قطرها 100 لكن عمليا نكتفى بحماية 90% من طول الخط بسبب أخطاء القياس كما في الشكل 4-8. فإذا وقعت النقطة الممثلة للمعاوقة المقاسة في أي لحظة داخل هذه الدائرة التي نصف قطرها 90Ω فسيفصل الجهاز لحظيا.

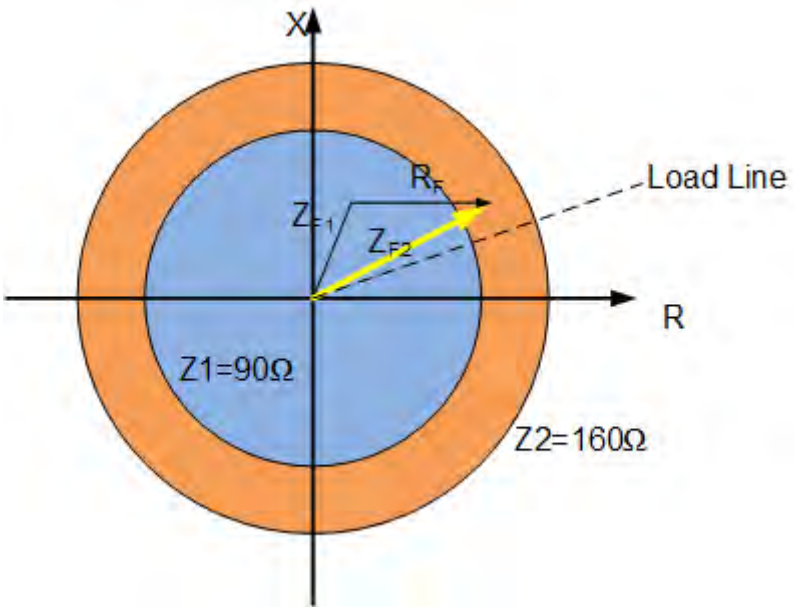
www.drgilany.com



شكل 4-8

4-3-2 تأثير مقاومة العطل على الـ Impedance relay

من عيوب هذا النوع أن أداءه يتأثر بشدة إذا وقع العطل خلال مقاومة أرضية R_F، كما فى حالة العطل Z_{F2} حيث ستقع نقطة العطل خارج حدود الدائرة التي تمثل Zone-1 كما فى الشكل 4-9. وبالتالي فإن الـ Relay سيرى نفسه غير مسئول كوقاية أساسية عن فصل هذا العطل، لكنه سيتعامل معه كوقاية احتياطية (Zone-2 الذى نفترض هنا أنه ضبط على 160Ω) وبالتالي يفصله بعد زمن تأخير. وهذا بالطبع شئ غير مرغوب فيه.

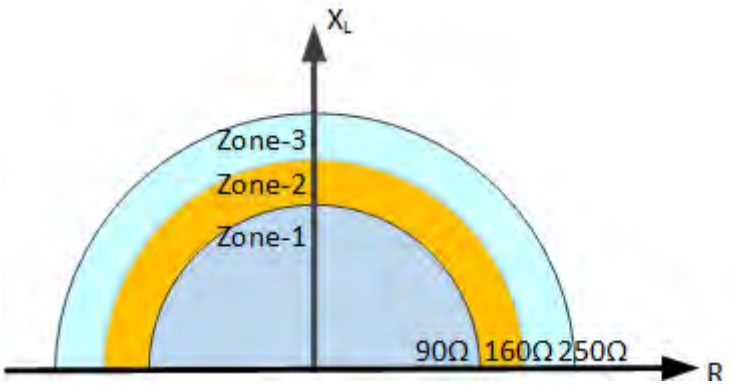


شكل 4-9 منطقة عمل الـ Impedance Relay

www.drgilany.com

4-3-3 تأثير اتجاه العطل على الـ Impedance Relay

يعيب هذا النوع من الأجهزة أيضا أنه يستجيب للأعطال الأمامية والخلفية فهو غير اتجاهى، ولذا فهو يحتاج إلى تعديل بإضافة Directional Unit (Relay No. 32) لكى يستجيب فقط للأعطال التى تقع أمامه Forward Faults. في هذه الحالة تصبح منطقة العمل لا تمثل بدائرة كما في الحالة السابقة بل تمثل بنصف دائرة كما في الشكل 4-10.

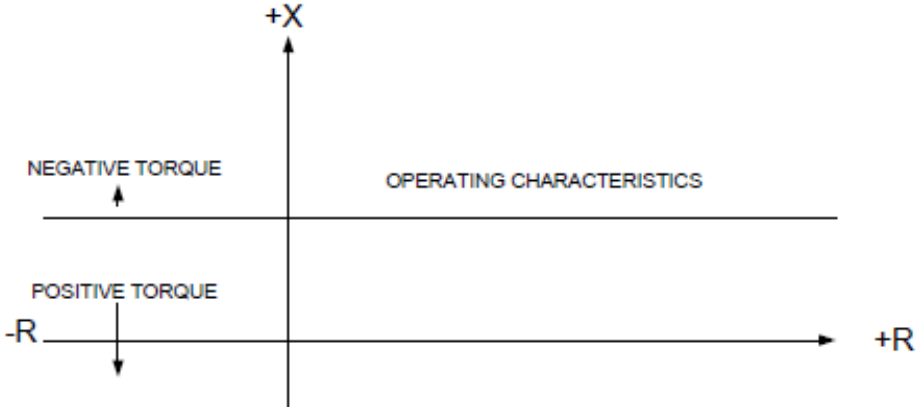


شكل 4-10

4-3-4 الـ Reactance Relay

هذا النوع يمثل حالة خاصة من الـ Impedance relays حيث يهتم هذا الجهاز فقط بقياس الـ Reactance, X من مكان الـ Relay إلى نقطة العطل ومقارنتها بالـ Reactance الكلية للخط. وبالطبع فالميزة الأساسية له أنه لا يتأثر مطلقا بقيمة مقاومة العطل R_F كما تتأثر الأجهزة السابقة. والشكل 4-11 يبرز طريقة عمله. لاحظ أن أحد مشاكل هذا النوع أنه non-directional وبالتالي يتأثر بالأعطال الخلفية مالم يكن مزودا بوحدة اتجاهية.

www.drgilany.com

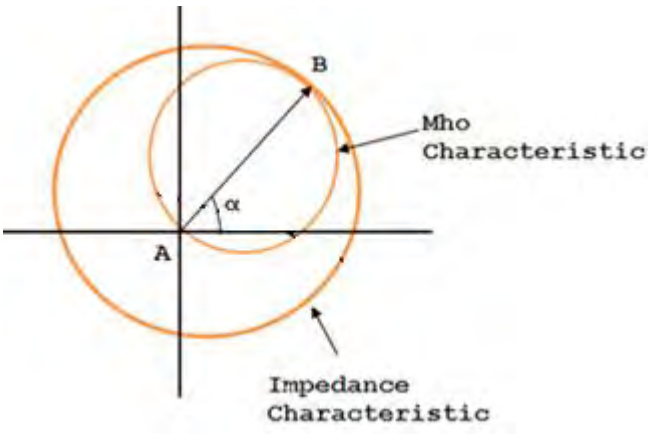


شكل 4-11

النوع الأشهر من أجهزة الوقاية المسافية:

4-4 جهاز الـــ MHO RELAY (ADMITTANCE RELAY)

وحيث أن المتجه الذى يمثل Z_{Fault} دائما يكون أقرب للمنحنى الرأسى بزاوية تصل إلى حـــــوالى 60 درجة كما سبق توضيحه عند الحديث عن الـ Impedance Diagram، فقد تم الاستفادة من هذه الخاصية فى تصميم ما يعرف بـ MHO Relay الذى يظهر فى الشكل 4-12.



شكل 4-12

www.drgilany.com

والسؤال البديهى هو:

كيف يمكن جعل الدائرة مزحزحة لليمين بهذا الشكل مقارنة بدائرة الـ Impedance Relay السابقة؟

الإجابة ببساطة أنها نفس معادلة الدائرة التي تحدثنا عنها ولكن مع عمل Shifting ونقل للمحاور. ولتوضيح هذه الجملة نفترض المعادلة التالية:

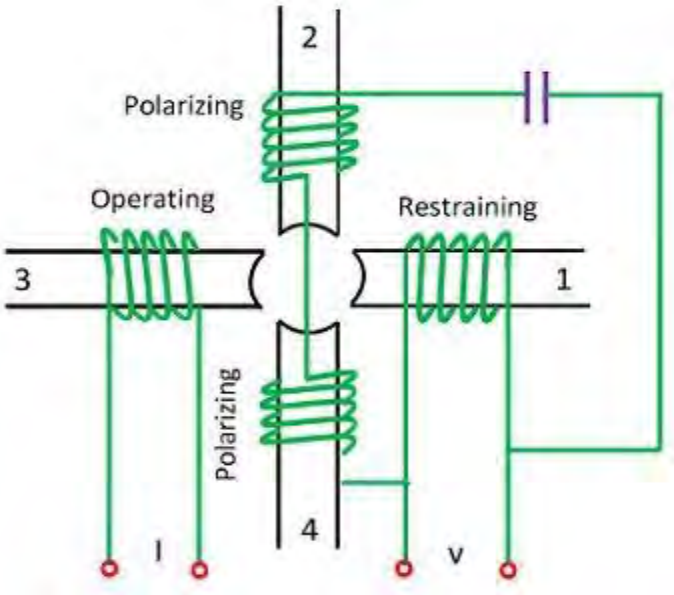
$$Z^2 = (R-5)^2 + (X-5)^2$$

هذه المعادلة هي أيضا معادلة دائرة لكن مركزها تزحزح ليصبح عند النقطة (5,5)، وبهذه الطريقة يمكن رسم أي دائرة في الـ R-X Plane والتحكم في زحزحتها لأى اتجاه.

4-4-1 كيف يتم ضبط الـ Setting لجهاز الـ MHO ؟

هذا الجهاز لن يكتفى فقط بقياس الـ Impedance كما في النوع الأول، بل سيشترط للعمل أن تقع هذه القيمة ضمن نطاق زاوية معينة (زاوية الخط التي قلنا أنها تساوى تقريبا 60 درجة).

في الأجهزة الإلكتروميكانيكية كانت هذا الجهاز يصنع كما في الشكل 4-13 حيث يقع الـ Induction Disc تحت تأثير Two Opposite torques، فعزم التشغيل Operating Torque يتناسب مع التيار، وعزم المنع Restraining Torque يتناسب مع الجهد كما في الشكل 4-13.



شكل 4-13

www.drgilany.com

ومعادلة العزم العامة لهذا الشكل تكون كما في Eq. 4-4:

$$\boldsymbol{Eq.4-4:}\ K_1 VI\cos(\theta-\tau)-K_2V^2=T$$

وفى وضع الاتزان تصبح T=0، وتصبح المعادلة كما يلى

$$K_1 VI\cos(\theta-\tau)-K_2V^2=0$$

بالقسمة على ($K_2\ V\ I$)

$$\frac{K_1 VI\cos(\theta-\tau)}{K_2 IV}=\frac{K_2V^2}{K_2IV}$$

$$\boldsymbol{Eq.4-5:}\ \frac{K_1}{K_2}\cos(\theta-\tau)=\frac{V}{I}=Z=Z_{measured}$$

وتسمى النسبة K_1/K_2 بـ Z_R، وتسمى في بعض المراجع Z_n، وهى القيمة التي يضبط عليها الجهاز، فيصبح مطلوبا من الجهاز أن يشتغل operate إذا تحقق الشرط في Eq. 4-6:

$$\boldsymbol{Eq.\ 4\text{-}6:}\ Z_{measured} < Z_R\cos(\theta-\tau)$$

حيث

θ هي زاوية الـ Transmission line،

و τ هي زاوية العمل (كانت في الأنظمة الإلكتروميكنيك تسمى بالـ Torque Angle)،

و $Z_n = Z_R$ هي القيمة التي يضبط عليها الجهاز.

4-4-2 لماذا سمى هذا الجهاز بـMHO relay أو Admittance Relay ؟

يمكن وضع Eq. 4-6 على الصورة التالية:

$$Z_{measured} < Z_R\cos(\theta-\tau)$$

$$\frac{\cos(\theta-\tau)}{Z_{measured}}=\frac{1}{Z_R}$$

www.drgilany.com

$$Y_m \cos(\theta - \tau) = \frac{1}{Z_R}$$

$$\boldsymbol{Eq.4-7:}\ Y_m = \frac{1}{\cos(\theta-\tau)\times Z_R}$$

إذن نفس Eq. 4-6 التي يمكن رسمها على الـ diagram Impedance يمكن مع إعادة صياغتها لتصبح كما في Eq. 4-7، وبالتالي يمكن رسمها على الـ Admittance diagram، واستخدام Y_m بدلا من Z_m، ولكن المفاجأة أن المعادلة الأخيرة هي معادلة خط مستقيم، لأن زاوية العزم τ ثابتة للجهاز الواحد. ولذا صار الأشهر أن يوصف هذا الجهاز بأنه admittance relay ويسمى أيضا بالـ MHO.

ولمزيد من توضيح الفرق بين الـ Impedance Relay وبين الـ MHO Rely يمكن فقط مقارنة القوانين الحاكمة للنوعين.

فالقانون الذي يحكم عمل الـ Impedance relay هو ببساطة:

$$|Z_{measured}| = \frac{|V_R|}{|I_R|} < |Z_{set}|$$

بمعنى إذا نقصت الـ measured impedance المحسوبة من قسمة الجهد على التيار عن قيمة الـ Setting فسيرسل إشارة فصل مباشرة. وأنت هنا تضبط الجهاز على قيمة واحدة هي الـ$Z_{setting}$.

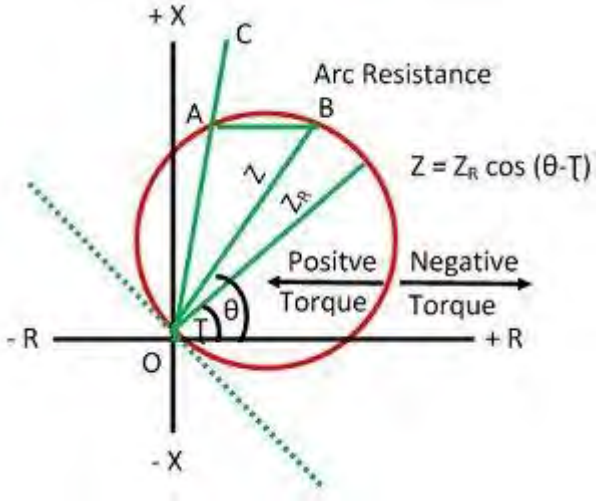
أما القانون الحاكم للـ MHO Relay فهو:

$$Z_{measured} < Z_R \cos(\theta-\tau)$$

Z_R هي القيمة التي يضبط عليها الجهاز.

بمعنى أنت تحتاج هنا إلى ضبط قيمتين كما في الشكل 4-14: الأولى قيمة Z_R والثانية هي زاوية العمل τ ثم تقارنهم بـ $Z_{measured}$ التي تظهر بعد حدوث العطل (طبقا للمعادلة السابقة) فإذا كانت $Z_{measured}$ أقل فيجب فصل الخط فورا كما في المثال التالي.

www.drgilany.com



شكل 4-14

ومن أهم ميزات الـ MHO أنه لا يتأثر بالتحميل الزائد الذى قد يخدع الـ Impedance relay العادى بسبب ارتفاع قيمة التيار، أما هنا فبسبب زاوية الميل ستظل نقطة التحميل الزائد خارج الدائرة كما في المثال التالي.

مثال 4 -2

a. Find the value of Z_n for a mho relay with torque angle, $\tau = 75°$ which has to give 100% protection to a 50 km long 110kV transmission line with impedance 0.8Ω per km and TL angle, $\theta = 80°$.

b. If the maximum load on this line is 1000A at 30° lagging, is there any possibility of relay tripping on load? Given CTR 1000:5.

Ans:

a. The two design parameters of a mho relay are Z_R and torque angle, τ. Here the torque angle, τ of the relay has been selected as 75°.

The transmission line impedance Z_{Line} as on primary =
$0.8 \times 50 = 40\Omega$

Z_{Line} (secondary) = Z_{Line} (primary) $\times \frac{CTR}{VTR}$

www.drgilany.com

Where CTR ratio = 200 and VTR ratio = 1000

Z_{Line} (secondary) = $40 \times \frac{200}{1000} = 8\Omega$

To calculate the Setting value for Z_R, make sure that

$Z_{Line} > Z_R \cos(\theta - \tau)$

where θ = angle of transmission line

$$Z_R > \frac{Z_{Line}}{Cos(\theta-\tau)} = \frac{8}{Cos\,(80-75)} = \frac{8}{Cos\,5} = 8.03\Omega,$$

This value is to be set on the mho relay.

b. The Maximum Load current = I_{Load} = 1000A

$$Z_{load} = \frac{V_{line}}{\sqrt{3} \times I_{load}} = \frac{110000}{\sqrt{3} \times 1000} = 63.5\Omega$$

$$Z_{Measured} = 63.5 \times \frac{CTR}{VTR} = 63.5 \times \frac{200}{1000} = 12.7\Omega$$

Since this value will not fall within the operating circle since $Z_{measured} > Z_n \cos 5$, the mho relay will not trip for this load.

هناك أنواع متعددة تندرج كلها تحت المسمى العام وهو الـ MHO Relay منها:

3-4-4 \ الـ Polarized MHO Relays

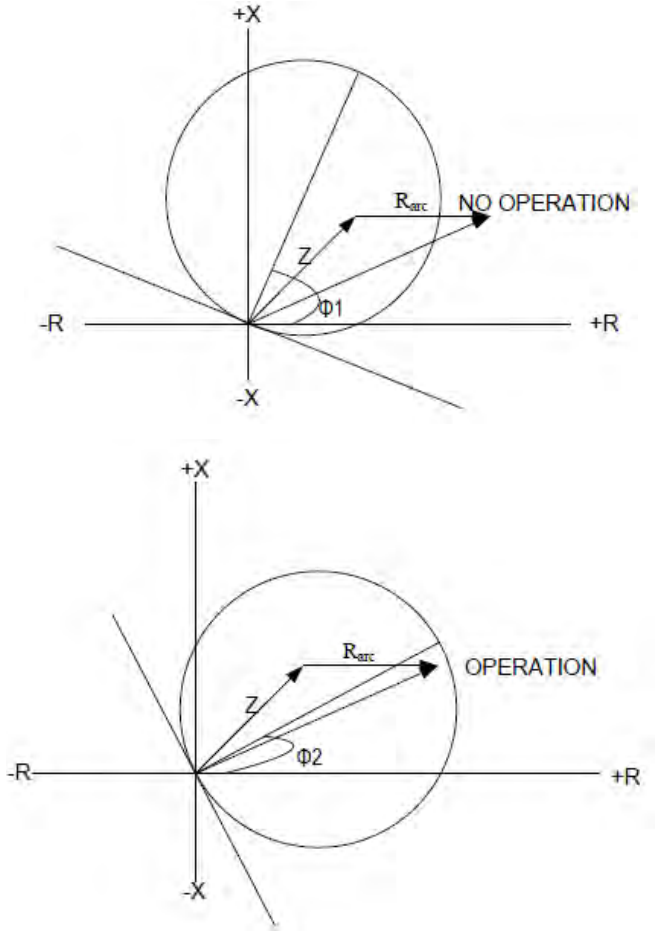
من أكثر أنواع الـ MHO Relays انتشارا النوع المعروف باسم الـ Polarized MHO، حيث أنه الأقل تأثرا بمقاومة الأعطال، ويختلف هذا النوع عن MHO Relay فى استخدام إشارة جديدة تسمى $V_{Polarized}$ بالإضافة إلى V_F و I_F.

وهذا النوع حاول التغلب على مشكلة وقوع نقطة العطل خارج حدود التشغيل بسبب وجود مقاومة العطل R_F كما في الجزء العلوى من الشكل 4-15. وقد تم التغلب على هذه المشكلة بجعل حدود منطقة الحماية تميل

www.drgilany.com

أكثر إلى اليمين كما في الجزء السفلى من الشكل 4-15 مما يؤكد نجاح هذا النوع فى التغلب على مشكلة المقاومة R_F.

لاحظ أن منطقة عمل الـ Relay في هذا النوع وغيره من أنواع الـ MHO تقع معظمها داخل المربع الأول مما يعنى أنها بطبيعتها صارت لا تتأثر بالأعطال فى الاتجاه العكسى (المربع الثالث) مما يعنى نجاحه أيضا فى التغلب على مشكلة الاستجابة للأعطال فى كل الاتجاهات التي كان يعانى منها الـ Impedance relay.



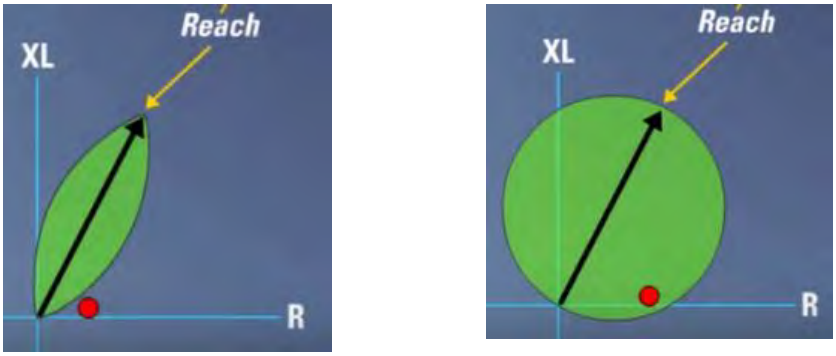
شكل 4-15 تغلب الـ MHO Relay على مشكلة مقاومة العطل

4-4-4 الـــــ Lenz Char.

ومع انتشار أجهزة الوقاية الرقمية ظهرت العديد من الأشكال التى تعطى خصائص أكثر دقة لجهاز الحماية، وأكثر ما يشغل بال المصنعون لهذه الخصائص هو زيادة المساحة الفاصـــــلة بين Loading Area و

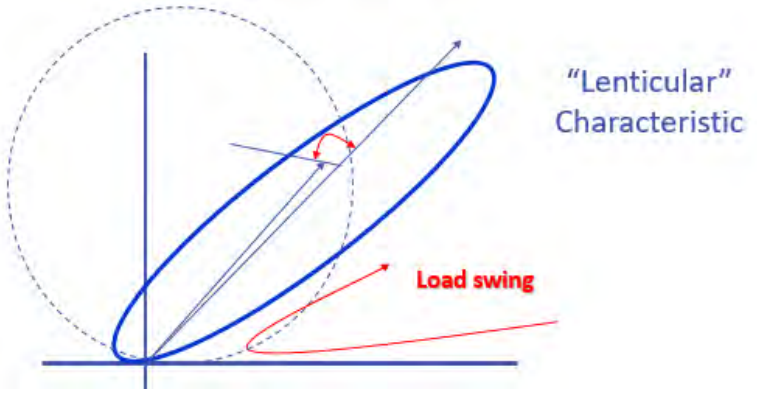
www.drgilany.com

بين Fault Area، فعلى سبيل المثال في الشكل 4-16 (الجزء الأيمن) نجد أنه مع التحميل العالى ربما تقع نقطة الـ Impedance داخل دائرة الـ Mho، لكن وبسبب تكنولوجيا الـ Digital Protection أمكن تشكيل منطقة الحماية لتصبح على شكل عدسة كما في الجزء الأيسر وبالتالي نتجنب الفصل الخاطئ عند التحميل العالى.



شكل 4-16

أيضا تتميز الـ Lenz Characteristic كما فى الشكل 4-17 بميزة أخرى وهى بأن منطقة العطل بعيدة عن منطقة تأرجح الأحمال Load Swing، مما يعنى زيادة المساحة بينها وبين منطقة الأحمال مقارنة بالـ MHO التقليدى حيث يمكن رسم هذه العدسة **داخل** الـ MHO التقليدى.



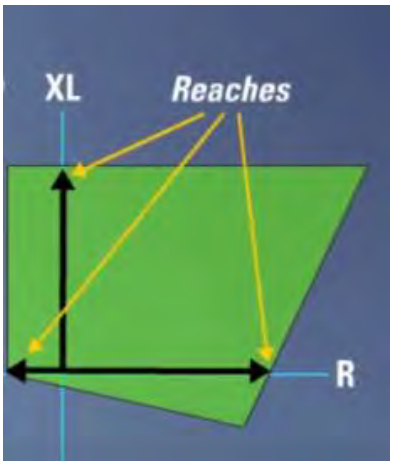
شكل 4-17 منطقة عمل الـ Lenz Char

لاحظ أن الـ MHO التقليدي قد يسبب فصل غير مرغوب فيه أثناء تأرجح الأحمال كما في الشكل (الدائرة المنقطة).

www.drgilany.com

4-4-5 الـــ Quadrilateral Relay

هو يعتبر أساسا نوع من أنواع الـ Reactance Relays مع مرونة في تحديد الـ Resistive reach، وبالتالي يمثل أسلوبا جديدا للتغلب على مشكلة R_F وتأثيرها الخاطئ على القياسات من خلال استخدام الخصائص المضلعة التى تظهر فى الشكل 4-18. لاحظ هنا أن حدود مناطق التشغيل يمكن أن تتشكل بأشكال مختلفة في جميع الاتجاهات (ويمكن التحكم في الـ Reach على أكثر من مستوى)، بمعنى أنه يمكن مثلا زيادة مدى المنطقة فى اتجاه R-axis أو فى اتجاه X-axis حسب ظروف التشغيل وطبيعة الأعطال فى هذه المنطقة. وهو ما يعطى مرونة كبيرة للـ Relay لتفادى كل المشاكل السابقة. ومن ثم فليس غريبا الآن أن تعرف أن هذا النوع هو الأكثر انتشارا واستخداما فى كافة الشبكات، أو على الأقل هو الأكثر استعمالا فى الوقاية ضد الأعطال الأرضية. لاحظ أن له أربعة أضلع ومن هنا جاء اسمه.



شكل 4-18 تقسيم المناطق فى الـ Quadrilateral Relay

4-4-6 جهاز الـ Offset MHO Relay

عند تغذية عطل من جهتين كما فى الشكل 4-19 فإن هناك خطأ سيحدث فى قياس الـ Z_R إذا كان العطل خلال مقاومة، كما فى Eq. 4-8:

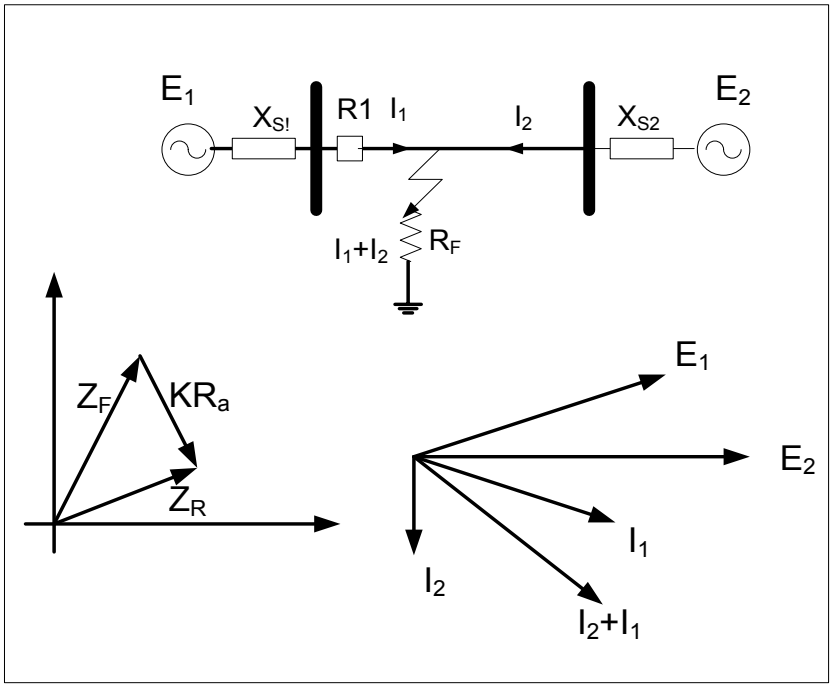
$$\frac{V_R}{I_R} = Z_R = \frac{I_1 Z_F + (I_1 + I_2) R_F}{I_1}$$

$$= Z_F + \frac{I_1 + I_2}{I_1} R_F$$

www.drgilany.com

$$Eq.4-8: Z_R = Z_F + KR_F$$

وما يهمنا هنا فقط أن نشير إلى أن هذا الخطأ فى قياس الـ Impedance (K R_F) وفى حالة زيادة التيار القادم من الجهة الأخرى Remote end سيحدث أن يتم ترحيل متجه الـ Z_R قليلا إلى المربع الرابع كما فى الشكل 4-19.

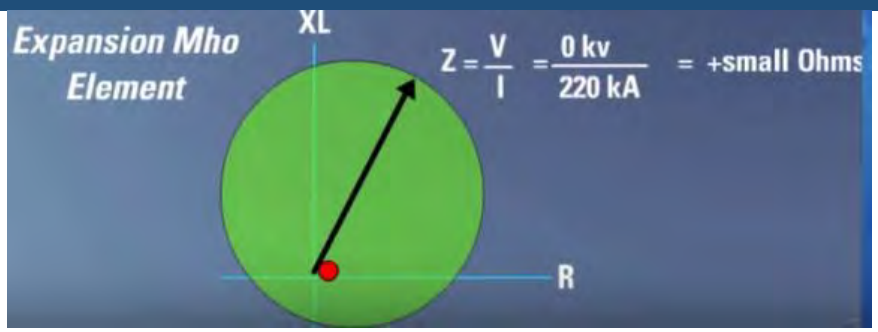


شكل 4-19 تأثير تغذية عطل من الجهتين

وتزيد هذه المشكلة إذا كان مصدر تغذية العطل أضعف من المصدر الموجود فى الـ Remote end، بمعنى أن $X_{S1} > X_{S2}$، أو أن اتجاه التغذية الأصلي كان من المصدر البعيد باتجاه المصدر القريب، عندئذ يمكن أن يتسبب ذلك فى ترحيل متجه الـ Z_R قليلا إلى المربع الثانى وليس الرابع لأن إشارة الجزء المضاف بالخطأ تصبح سالبة بسبب انعكاس اتجاه التيار. ومن هنا تظهر أهمية أن يكون هنا جزء من دائرة الـ MHO فى المربع الرابع وجزء آخر فى المربع الثانى.

ولزيادة تحسين أداء الـ Relay إذا كانت الشبكة تعانى من هذه المشاكل خاصة إذا كان المصدر ضعيفا فيمكن استعمال النوع المعروف بـ Offset MHO، الذى يتميز كما ذكرنا بأنه مرحل أكثر جهة المربعين الثانى والرابع نتيجة زحزحته عن نقطة الأصل إلى أسفل كما فى الشكل 4-20.

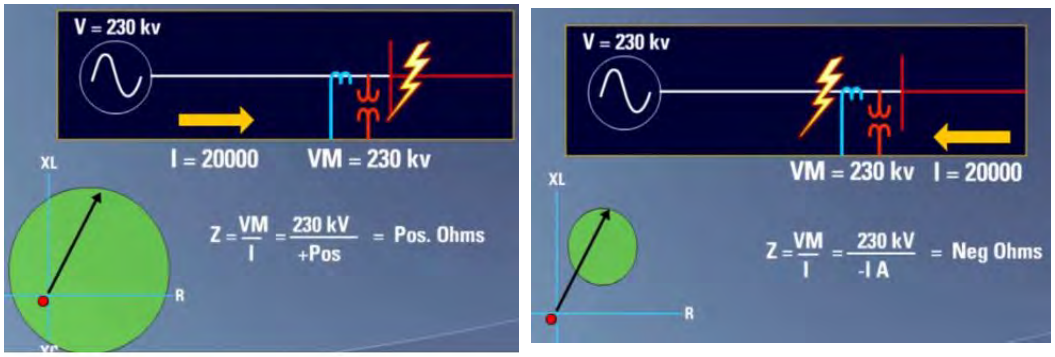
www.drgilany.com



شكل 4-20

4-4-7 استخدام الـ Memory Action

فى حالة إذا كان العطل قريبا جدا من الـ Relay فإن الجهد الذى سيقيسه الجهاز أيضا سيكون صغيرا مهما كانت قوة المصدر، ولذلك ففى أجهزة الوقاية الحديثة إذا كان العطل قريبا جدا والجهد صغير فإن جهاز الوقاية سيصبح أمام احتمالين: الأول أن العطل قريب جدا على الخط كما في الشكل الأيسر ويجب أن يفصل فعندها يقوم جهاز الحماية بتوسيع مدى عمله للمربع الثانى والرابع كما في الشكل 4- 21 (الجزء الأيسر). والاحتمال الثانى أن يكون العطل خلف جهاز الحماية مباشرة كما في الشكل الأيمن ويجب أن يتم منعه من التشغيل، وذلك بتحريك مدى التشغيل نحو الأعلى كما في الشكل 4- 21 (الجزء الأيمن).



شكل 4-21

وفى الحالتين يستخدم جهاز الحماية قيم الجهد المخزنة بالذاكرة قبل حدوث العطل مباشرة لمعرفة اتجاه مرور القدرة قبل العطل.

وهذا الأسلوب يعرف بـ polarization voltage or memory characteristic. وليس الغرض من الـ Polarization voltage استخدامه فى حساب قيمة Z_F، فبالطبع ستكون القيمة خاطئة، لكننا نستخدم هذا

www.drgilany.com

الجهد فقط لنحدد اتجاه العطل، وهل هو أمامى أم خلفى؟. فمعلوم أنه لتحديد الاتجاه فإننا نحتاج لتيار العطل – وهو متاح لنا – ولكننا نحتاج أيضا إلى الجهد لمعرفة الزاوية بينهما، ولذا نستخدم آخر قيمة جهد متاحة لنا، فإذا ثبت أن العطل أمامى فى ظل هذا الانهيار فى الجهد فسيتم تحريك منطقة العمل كما في الشكل 4–21 الأيسر وبالتالي يتم الفصل فورا، ولن نحتاج لقيمة الجهد الدقيقة. وإذا كان العطل خلفى فستتحرك الدائرة كما في الشكل الأيمن.

ملحوظة هامة جدا:

قد يفهم من العرض السـابق أن هذه الأنواع مسـتقلة عن بعضـها، وهذا صـحيح في الأجهزة القديمة، لكن الجميل الآن أن الجهاز الواحد (Digital) يمكنه أن يغير حدود منطقة الفصل Adaptively بمعنى أنه أثناء التشغيل يمكن أن يكتشف جهاز الحماية مثلا أن القيمة المقاسة صغيرة جدا فعندها يضيف Offset لأسفل كما في الحالة السابقة. كما يمكن لجهاز الوقاية الواحد أن يستخدم أكثر من خاصية لتأكيد العطل فمثلا يستخدم الـ Reactance C/C مع الـ MHO إلخ.

4-4-8 مقارنة بين الأنواع الثلاثة

المثال التالي يوضح بالتفصيل كيف يمكن اختيار نوع العلاقة التي تحكم الـ Distance Relay مركب على خط له $Z = 3.6 + j\ 6$ ohms ومطلوب ضبطه ليعمل مرة كـ Impedance relay ومرة أخرى كـ MHO Relay ومرة ثالثة كـ Reactance Relay.

مثال 4 -3

A line section has an impedance of 3.6 + j6 ohms.

a. If the relay is adjusted to operate for zero impedance short circuit at the end of the line section, show on the same R-X diagram operating characteristics of-

(i) An impedance relay

(ii) A reactance relay and

(iii) MHO relay.

www.drgilany.com

b. If an arcing short circuit occurs having an impedance of 2 + j 0 Ω anywhere along the line, determine for each type of distance relay the maximum portion of the line that can be protected.

Solution:

a. The characteristics of the relays are shown in Fig. 4-22. OA is the impedance phasor of (3.6 + j 6) ohms; OB = 3.6 units and BA = 6 units.

i. The circle with O as center and OA as radius represents the characteristic of impedance relay.

ii. A straight line drawn parallel to the R-axis at a distance of 6 units corresponding to the reactance of the line represents the characteristic of the reactance relay.

iii. The circle drawn on OA as diameter represents the characteristic of the admittance or mho relay for the protection of the given line.

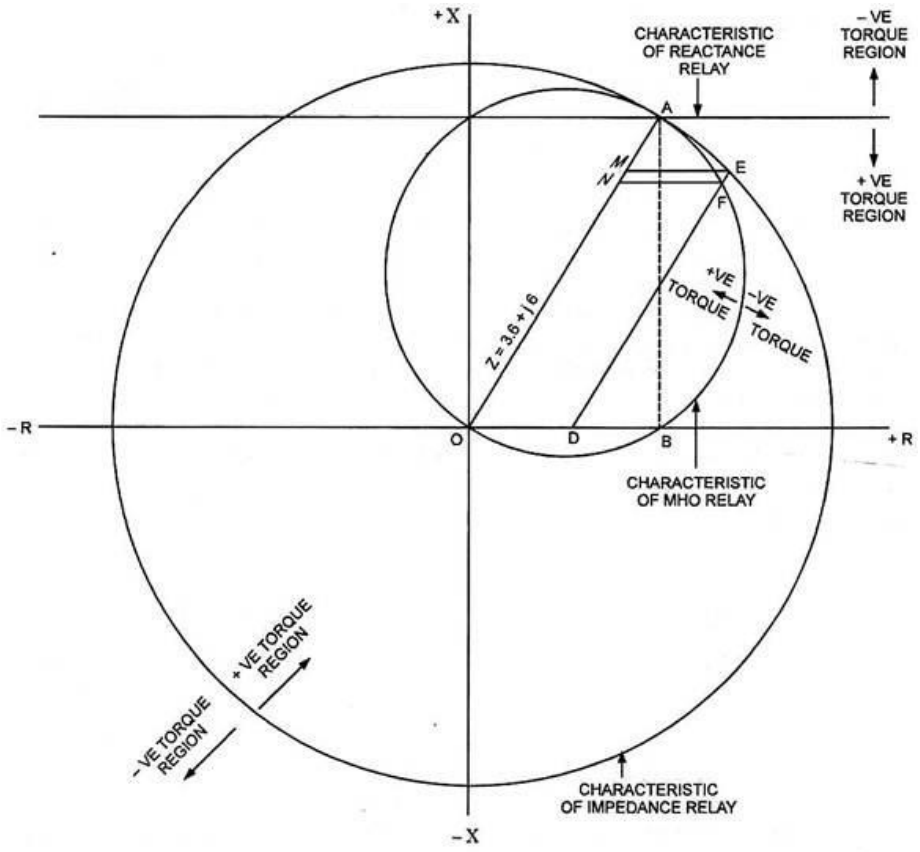


Fig. 4-22

www.drgilany.com

b. If the impedance of short circuit due to arcing is (2 + j 0) ohms, this is represented by taking OD = 2 units and drawing a line parallel to the impedance phasor OA cutting the mho relay characteristic at F and impedance relay characteristic at E. Then draw EM and FN parallel to R-axis to cut impedance phasor OA at M and N respectively.

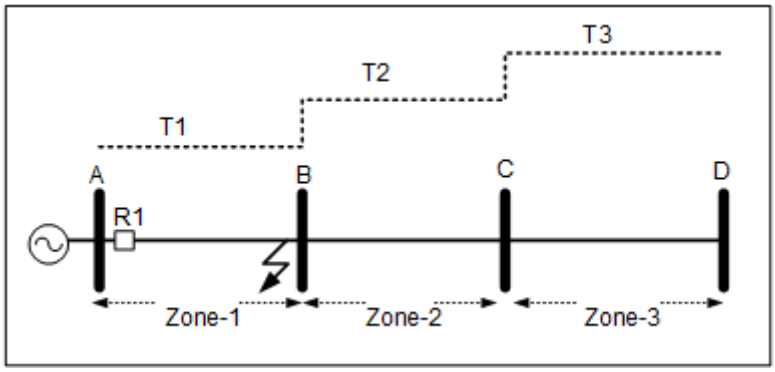
b-i. Then (OM/OA) x 100 gives the percentage of line protected by the impedance relay and

b-ii. (ON/OA) x 100 gives the percentage of line protected by the mho relay. On measurement the impedance relay is found to protect 82% of the line while the mho relay is found to protect 77% of the line.

b-.iii. The reactance relay is unaffected by the presence of the arc resistance and hence even with arc present, the percentage of the line that is protected by the reactance relay is 100%.

4- 5 ضبط أجهزة الوقاية المسافية

نظريا، يجب أن تقسم المسافات بين المحطات إلى مناطق حماية متعددة Zones، بحيث يقوم الـ distance relay، على سبيل المثال R1 فى الشكل 4-26 بالحماية ضد الأعطال فى كامل المسافة بين المحطة A والمحطة B، وتسمى هذه المنطقة Zone-1، وأى عطل فى Zone-1 يتم فصله لحظيا، أو بعد زمن قصير جدا يساوى T1 (في حدود 60ms شاملة زمن الـ CB). أما لو كان العطل فى المنطقة Zone-2 فإن الـRelay ينتظر فترة تأخير T2 (حوالى نصف ثانية)، ثم يفصل الخط إذا استمر العطل موجودا بنهاية فترة التأخير T2، و هكذا إذا كان العطل فى Zone-3 حيث يتأخر الفصل بزمن قدره T3 (قد يصل إلى ثانية).



شكل 4-26 التقسيم النظرى وزمن التأخير لمناطق الحماية الثلاثة

www.drgilany.com

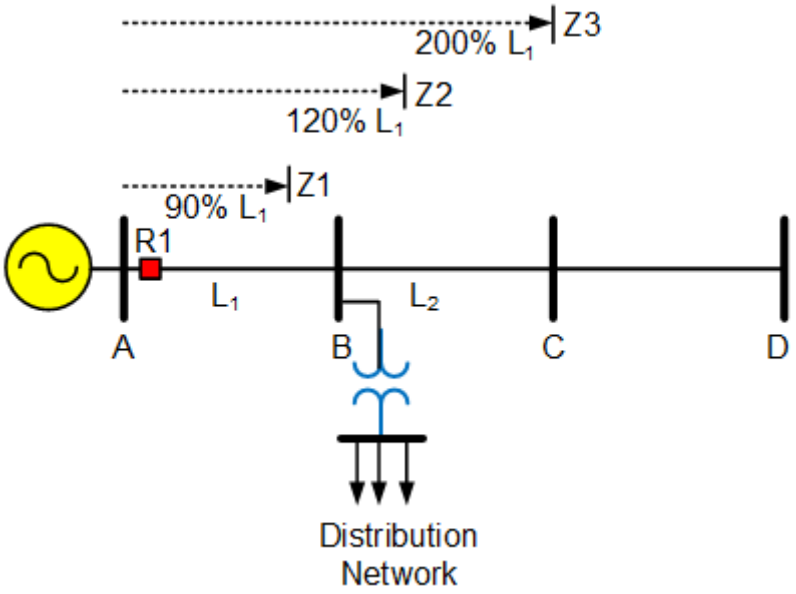
ولكن الواقع العملى جعل التقسيم السابق مستحيلا بسبب الأخطاء المتوقعة من أجهزة القياس. فالجهاز يقوم كما ذكرنا سابقا بحساب خارج قسمة V_F/I_f، فلو فرضنا أن مجموع الخطأ فى قياس الجهد والخطأ فى قياس التيار يصل إلى 10 %±، فهذا معناه أن المسافة التى يحسبها الجهاز معرضة لنفس نسبة الخطأ وبالتالي فلو كان العطل فرضا عند 95% من طول الخط ABفى الشكل 4-26 فهناك احتمال أن يراه الجهاز عند 85% من الطول (بمعنى أنه لا يزال يراه عطلا على الخط المراد حمايته)، وذلك فى حالة إذا كان الخطأ بالسالب: (10%-). وفى هذه الحالة لا توجد لدينا أى مشكلة بالنسبة لزمن الفصل، حيث سيفصل لحظيا كما هو متوقع. لكن بالطبع ستكون هناك مشكلة لفريق الصيانة المكلف بإصلاح العطل لأن الخطأ فى قياس مسافة العطل بنسبة 10% على خط طوله 100 كم مثلا معناه البحث فى منطقة قدرها 10 كم طوليا.

أيضا ستصبح لدينا مشكلة لو كان العطل على بعد 105% مثلا، بمعنى أنه خارج الخط المراد حمايته فعندئذ ونتيجة الخطأ السالب يمكن أن يراه على بعد 95% أي وكأنه داخل الخط وهذه المشكلة تسمى relay overreach بمعنى أنه يغطى بالخطأ مسافة أكبر مما ينبغي.

و المشكلة تتكرر بصورة أخرى إذا كان الخطأ موجبا بنسبة (10% +) فهذا معناه أن جهاز الوقاية سيرى العطل الموجود مثلا عند 95% من الخط وكأنه يقع عند 105 % من طول هذا الخط وهذا معناه أن جهاز الوقاية سيرى العطل بالخطأ وكأنه واقع على الخط التالي للخط المراد حمايته، وبالتالي سيفصله بزمن تأخير T2 كوقاية احتياطية وليس كوقاية أساسية كما كان يجب أن يكون. وتسمى هذه المشكلة بالـ relay under reach بمعنى أنه لم يعد يغطى المنطقة المفروض عليه حمايتها.

ولعلاج المشاكل السابقة وخاصة أخطاء أجهزة القياس فقد اعتمدت أجهزة Distance Relays على فلسفات مختلفة تهدف فى مجملها إلى تقسيم الخطوط إلى مناطق، ولكل منطقة حدودا معينة تظهر فى الشكل 4-27، وهى كما تلاحظ أقل من الحدود النظرية التى ظهرت فى الشكل 4-26.

www.drgilany.com



شكل 4– 27 الحدود الواقعية لمناطق الحماية الثلاثة

4-5-1 حدود المنطقة الأولى Zone-1

وهذه يتم ضبطها بحيث تغطى 80% إلى 90% فقط من طول الخط المراد حمايته، وهو الخط L_1 فى الشكل. وتتوقف النسبة المختارة على دقة أجهزة القياس المستخدمة وعوامل أخرى سنتعرض لها لاحقا.

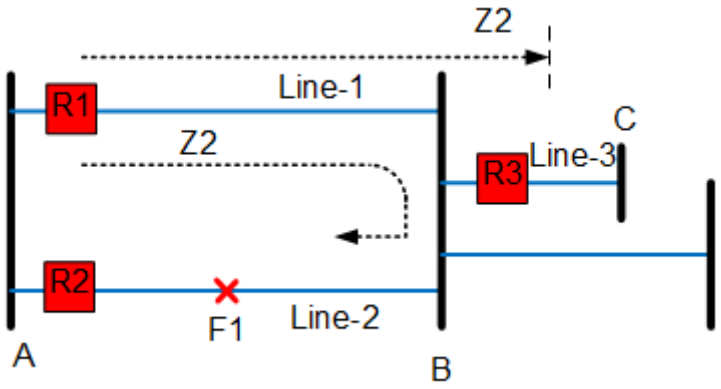
4-5-2 حدود المنطقة الثانية Zone-2

وهذه يتم ضبطها بطرق مختلفة تعتمد على طول الخط التالي للخط المراد حمايته وشكل الشبكة المتصل بها (خاصة عندما يكون هناك أكثر من خط خارج من نفس المحطة). لكن فى كل الأحوال يجب أن تغطى Zone-2 الخط الأول (الأساسي) كله + نسبة من الخط التالي. وتجدر الإشارة هنا إلى أن زمن فصل Zone-2 يكون فى حدود ربع ثانية وربما يصل إلى نصف ثانية، أى أنها تعمل بزمن تأخير، على العكس من Zone-1 الذى يفصل لحظيا. وغالبا لا يحدث تنسيق بين Zone-2 فى الخطوط المتتالية.

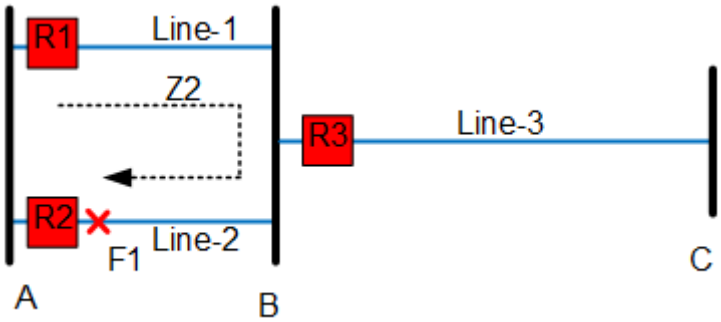
ومن أشهر حدود الضبط المستخدمة هو أن يكون Zone-2 مساوياً لطول الخط المراد حمايته مضافا إليه 20% (وأحيانا 50%) من طول أقصر خط تالى للخط المراد حمايته. ولابد من التأكد من ألا تزيد حدود Zone-2 بأى حال من الأحوال عن حدود Zone-1 الخاصة بأى خط تالى مباشرة للخط الأصلي.

www.drgilany.com

لكن يعيب هذه الطريقة أن الجزء الذى يغطيه Z_2 فى حالة وجود خط آخر على التوازى مع الخط المراد حمايته يكون صغير جدا إذا كان الخط التالي لهما قصيرا كما فى الشكل 4-28. فالعطل عن النقطة F1 فى الشكل تقع فى Zone-2، لكنها بسبب قصر الخط B-C وبالتالي صغر النسبة من طول B-C، فستعامل وكأنها فى Zone-3.



شكل 4-28



شكل 4-29

وربما يكون الجزء الذى يغطيه Zone-2 كبير جدا إذا كان طول الخطين المتوازيين قصيراً، فى حين أن الخط التالي لهما طويل جدا كما فى الشكل 4-29. وبالتالي يحدث عكس المشكلة السابقة، حيث كان من المفترض فصل العطل كمرحلة ثالثة لكنه سيفصل كمرحلة ثانية.

ولذا فقد استخدمت فلسفة أخرى تضبط Zone-2 بحيث تساوى 120% من طول الخط المراد حمايته بشرط ألا يتعدى مدى Zone-2 أكثر من 50% من طول الخط التالي، وهو ما يمكن أن يحدث إذا كان طول L_2

www.drgilany.com

أقصر بكثير من طول L_1 فعندها سيكون 20% من طول L_1 ربما تكون أكبر من L_2 نفسه، وعند ذلك لا يصلح هذا الاختيار الثانى.

وهناك فلسفة ثالثة في اختيار قيمة Zone-2 حيث تضبط لتكون 100% من الخط الأصلي + 50% من معاوقة محول التوزيع الموجود في نهاية الخط (إن وجد). وفى نهاية الكتاب أبحاث منشورة للمؤلف تعالج هذه المشاكل.

4-5-3 حدود المنطقة الثالثة Zone-3

وهذه فى الغالب تكون بحيث تغطى الخط المراد حمايته كاملا بالإضافة لأطول خط تالى له بالكامل أيضا، (وقد يضاف أيضا 25% من معاوقة المحول المركب في نهاية الخط التالي)، على سبيل المثال فإن حدود Zone-3 الخاصة بـ R1 فى الشكل 4-27 تساوى

$$(Z_3=Z_{L1} + Z_{L2} + 0.25\ Z_{Tr}).$$

ويشترط أن تكون معاوقة (Zone-3) أقل من مجموع معاوقة الخط الأول مضافا إليها معاوقة المحول الموجود فى المحطة عند نهاية الخط المراد حمايته

4-5-4 تأثير مشكلة الـ Load Encroachment على Zone-3

في الشكل 4-27 السابق يجب أن تكون Z_3 أقل من مجموع معاوقة الخط AB مضافا إليه معاوقة محول التوزيع فى المحطة B. لأنه لو كانت معاوقة Zone -3 أكبر من مجموع هذه المعاوقات فهذا معناه أن جهاز الوقاية يمكنه أن يتأثر بالأعطال التى يمكن أن تحدث فى Secondary Side للمحول (أى فى دوائر التوزيع)، وهذا الاحتمال يجب استبعاده بصورة مطلقة لأن جهاز الوقاية يمكن أن يتأثر فى هذه الحالة بتغير الأحمال ويعتبرها صورة من صور الأعطال، وهو ما يعرف باسم Load Encroachment، أى مشكلة تجاوز أو تخطى الحمل، وعلى مهندس الحماية التأكد من عدم وجود هذه المشكلة.

والجدول التالي يلخص قيم الضبط لـ Zones الثلاثة على النحو التالي:

$$Z_1 = 0.85 \times Z_{Line}$$
$$Z_2 = Z_{Line} + 0.5 \times Z_{SHORTEST-LINE}$$
$$Z_3 = Z_{Line} + Z_{LONGEST-L} + 0.25 \times Z_{Transformer}$$

www.drgilany.com

4-5-5 منطقة الحماية الغير اتجاهية

فى بعض أجهزة الوقاية الرقمية تضاف Zone-4 كمنطقة رابعة إلى مناطق الحماية الثلاث، وتتميز هذه المنطقة الجديدة بأن لها مدى خلفى reverse reach يقدر بحوالى 10-15% من Zone-1. وهذا يعنى أنهاNon-Directional Zone ، والهدف من هذه التغطية الخلفية هو العمل كوقاية احتياطية للأعطال التى تقع على الـ BB. كما تعتبر وقاية فى حالة Breaker Failure. مع ملاحظة أن المدى الأمامى لهذه المرحلة أكبر من Z3 ويصل إلى 250% من طول الخط الأصلي المراد حمايته.

وزمن الفصل لهذه المرحلة كبير جدا وقد يصل إلى عدة ثوانى، وبالطبع لن يصل الـ Relay إلى هذه المرحلة إلا بعد فشل الوقـــــــــاية الـMain وكذلك الـ Backup إضافة إلى حـــــــــدوث Breaker Failure فى اكتشاف العطل. وهى حالة يفترض أنها نادرة لكنها يمكن أن تحدث.

وهناك فائدة أخرى لـ Zone-4 وهى اكتشاف الأعطال القريبة جدا من Relay والتى ربما لا يكون هناك قيمة تذكر للـ Phase Voltage، وبالتالي لا يكون هناك قدرة للـ Directional Unit على العمل واكتشاف هذا النوع من الأعطال، لكنها تقع ضمن عمل Non-directional Zone.

4- 6 مشاكل تواجه الـــــ Distance Relay

ورغم المحاولات السابقة للوصول إلى الأداء الجيد لأجهزة **Distance Relays** فلا يزال هناك عدة مشاكل مشهورة تؤثر على أداء الـ Distance Relays من أهمها:

1- Overreach and
2- Parallel lines
3- Underreach,
4- In-Feed
5- Power Swing

4-6-1 مشكلة الـ Overreach

نتيجة أخطاء أجهزة القياس وكذلك المشاكل التي أشرنا إليها ونحن نشرح المعادلات المستخدمة في حسابات الـ Impedance و التى أشرنا إليها من قبل فإن جهاز الوقاية المسافية يمكن أن يرى العطل البعيد كأنه قريب (إذا كان الخطأ بالسالب)، بمعنى أن الجهاز يرى معاوقة أصغر من الـ Impedance الحقيقية، و فى هذه الحالة نقول أن الجهاز قد حدث له Over-reach بمعنى أنه صار يمكنه أن يغطى **بالخطأ** مدى

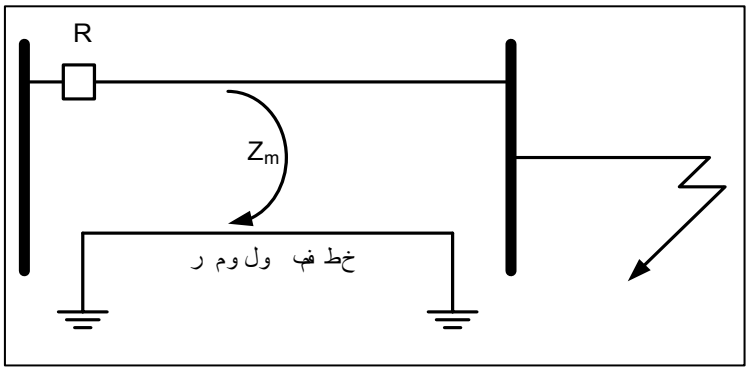
www.drgilany.com

أكبر من المدى الحقيقي له، لأنه طالما أن الخطأ الذى يضاف إليه بالسالب فسيظل الجهاز يعتقد أن العطل لا يزال فى مداه الطبيعي.

4-6-2 مشكلة الخطوط المتوازية

من أشهر المشاكل التى تصنف على أنها من مشاكل الـ Over-reach هى مشكلة خروج أحد خطين متوازيين من الخدمة وبقاء الآخر. فقبل خروج هذا الخط كانت الـ Impedance التى يراها كلا الـ Relay تتأثر بما يعرف بـ Mutual Impedance بين الخطين ويرمز لها بالرمز Z_m فى الشكل 4-30، ويطرح تأثيرها من الحسابات عند ضبط الجهاز.

الآن عند خروج أحد الخطين – دون تعديل فى قيم الضبط – يظل الجهاز الذى بقى فى الخدمة يطرح قيمة Z_m من قيمة معاوقة أى عطل، رغم أن Z_m لم يعد لها وجود، وبالتالي فقد يرى الجهاز أعطال المرحلة الثانية كأنها مرحلة أولى، ومن ثم فنحن أمام مشكلة Over-reach لأن الجهاز يرى معاوقة أقل من الحقيقية. وبالتالي تغطى بالخطأ مسافة أكبر من المفروض.



شكل 4-30 أحد أمثلة الـ Over-reach

وتجدر الإشارة أنه فى أجهزة الوقاية الرقمية Digital Relays يتم حل هذه المشكلة ببساطة عن طريق تخزين مجموعتين من قيم الـ Setting، تكون أحدهما مناسبة إذا كان الخطين معا فى الخدمة، والأخرى مناسبة عند خروج أحد الخطين من الخدمة، على أن يتم تفعيلها بمجرد خروج الخط الآخر من الخدمة.

4-6-3 مشكلة الـ Underreach

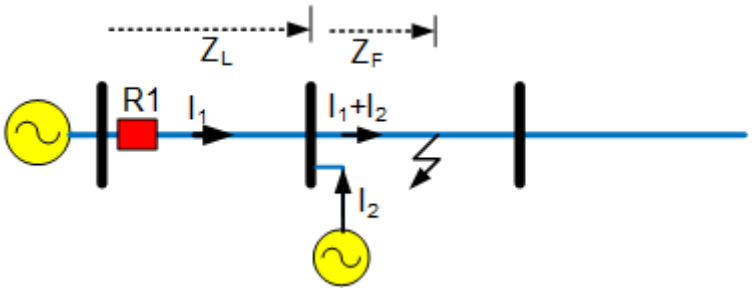
و العكس إذا رأى الجهاز العطل القريب كأنه بعيد (إذا كان الخطأ فى القياس موجبا) بمعنى أن الـ Impedance Z التى يراها الجهاز أكبر من الـ Impedance الحقيقية، وفى هذه الحالة نقول أن الجهاز

www.drgilany.com

قد حدث له Under-reach بمعنى أنه لم يعد قادرا على التغطية **الصحيحة** إلا لمدى أصغر من الطبيعي. وخارج هذا المدى القصير سيرى الجهاز – بالخطأ – أن العطل خارج تغطيته مما يعنى أنه يعانى من مشكلة Under-reach.

4-6-4 مشكلة الـ In –Feed

ومن أشهر أمثلة Under-reach وجود تغذية إضافيـــــــــــــة عند نهايـــــــــة الخط Remote In-feed Problem كما فى الشكل 4-31.



شكل 4- 31 مشكلة الـ In-Feed

فالجهد الذى سيظهر عند طرفي الجهاز R1 يتأثر بالتيارين I_1 and I_2 ويساوى:

$$V_R = I_1 * Z_L + (I_1 + I_2) * Z_F$$

بينما التيار الذى يقاس عند طرفي جهاز الوقاية يساوى I_1 فقط وعند قسمة V_R على I_R ستكون الـ Impedance التى يراه الجهاز تساوى حسب Eq. 4-16:

$$\boldsymbol{Eq.4-16:}\ Z_{Relay} = Z_L + Z_F \times \left[1 + \frac{I_2}{I_1}\right]$$

وهى أكبر من الـ Impedance الحقيقية التى كان ينبغى أن تقاس والتى تساوى Z_L+Z_F.

والمثال الآخر لهذه المشكلة هو High Impedance Fault حيث يرى الجهاز معاوقة أكبر من الـ Impedance الحقيقية وبالتالي لا يستطيع أن يغطى بدقة المدى الكامل له. وبالتالي تغطى بالخطأ مسافة أصغر من المفروض.

www.drgilany.com

4-6-5 معالجة تأثير الـ Infeed على قيم الضبط

تؤثر ظاهرة الـ Infeed current السابق شرحها على قيم المعاوقة المحسوبة للأعطال التي تقع في Zone-2 or Zone-3. والصورة العامة لـ Eq. 4-16 في حالة وجود أكثر من Infeed تكتب على الصورة التالية:

$$\boldsymbol{Eq.4-17:}\ Z_{Relay} = Z_L + Z_F \times [1 + K_1]$$

حيث

$$K_1 = \frac{Total\ Infeed\ Currents}{Relay\ Current}$$

وبالتالي في حالة وجود Infeed، يتم تعديل الصورة العامة لحدود الضبط لـ Zones الثلاثة التي سبق ذكرها في نهاية الجزء 4-4-4 من هذا الفصل لتصبح على النحو التالي

$$Z_1 = 0.85 \times Z_{Line}$$
$$Z_2 = Z_{Line} + 0.5\ (1 + K_1) \times Z_{SHORTEST-LINE}$$
$$Z_3 = Z_{Line} + \ (1 + K_2) \times Z_{LONGEST-L} + 0.25\ (1 + K_2) \times Z_{TRANSF}$$

حيث

$$K_1 = \frac{Total\ Infeed\ Currents\ (except\ from\ shortest\ line)}{Relay\ Current}$$

$$K_2 = \frac{Total\ Infeed\ Currents\ (except\ from\ longest\ line)}{Relay\ Current}$$

والمثال التالي فيه تطبيق واضح للمعادلات السابقة.

مثال 4 -5

Consider a distance relay installed at the Station-10 in the circuit to Staion-11 in the system shown in Figure 4-29, which provides a schematic diagram of the primary TL impedances. Given:

- The short-circuit study is shown in Figure 4-30.

www.drgilany.com

- The CT and VT transformation ratios are 600/5 and 1000/1.

Estimate the three-zone limits for the relay at station 10.

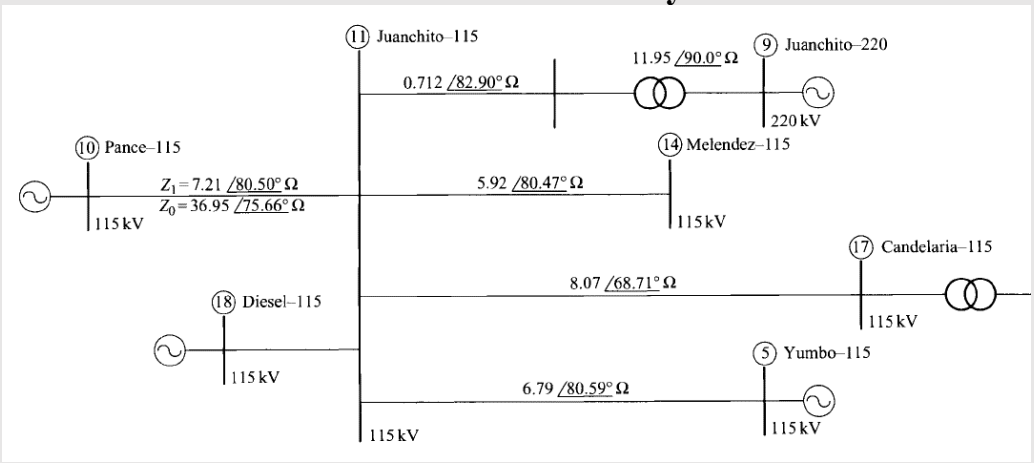


Fig. 4-29

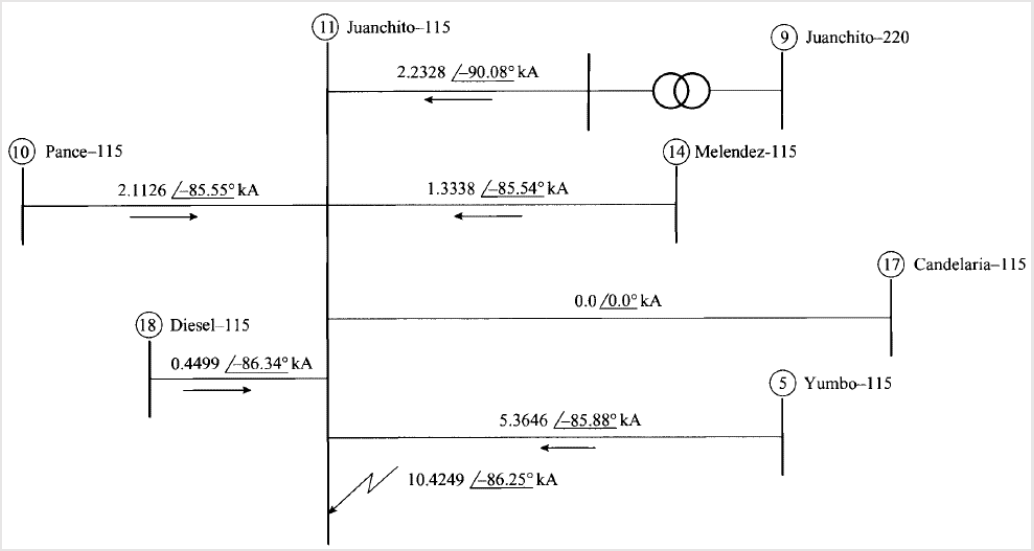


Fig. 4-30

Setting zone 1

$Z_1 = 0.85\ Z_{10\text{-}11} = 0.85(7.21 \angle 80.5°) = 6.13 \angle 80\text{-}5°$ primary ohms

Setting for zone 2

$Z_2 = Z_{10\text{-}11} + 0.5(1 + K_1)\ Z_{9\text{-}11}$

www.drgilany.com

In this case the infeed constant is defined as:

$$K_1 = \frac{I_{14-11} + I_{17-11} + I_{5-11} + I_{18-11}}{I_{10-11}}$$

For a fault at busbar 11 and from the short-circuit values in Fig. 4-33:

$$K_1 = \frac{1333.8\angle -85.54° + 0 + 5364.6\angle -85.88° + 449.9\angle -86.34°}{2112.6\angle (-85.55°)}$$

This gives

$$K_1 = \frac{7148.27\angle -85.87°}{2112.6\angle -85.5°} = 3.38\angle -0.37°$$

So that $(1 + K_1) = 4.38$.
Therefore, the setting for zone 2 is
$Z_2 = Z_{10\text{-}11} + 0.5(1 + K_1)\, Z_{9\text{-}11}$

$Z_2 = 7.21 \angle 80.50° + 0.5 \times (4.38 \times 0.712 \angle 82.90°) = 8.77 \angle 80.93°$ primary ohms

The setting for zone 3 is
$Z_3 = Z_{10\text{-}11} + (1 + K_2)\, Z_{17\text{-}11} + 0.25(1 + K_2)\, Z_{\text{transformer}}$

For a fault on busbar 11, the infeed constant is defined as

www.drgilany.com

$$K_2 = \frac{I_{9-11} + I_{14-11} + I_{5-11} + I_{18-11}}{I_{10-11}}$$

Thus:

$$K_2 = \frac{2232.8\angle -90.08° + 1333.8\angle -85.54° + 5364.6\angle -85.88° + 449.9\angle -86.34°}{2112.6\angle -85.55°}$$

i.e.

$$K_2 = \frac{9376.72\angle -86.86°}{2112.6\angle -85.5°} = 4.44\angle -1.36°$$

so that
$(1 + K_2) = 5.44 \angle -1.10°$

Therefore the setting for zone 3 is

$Z_3 = Z_{10\text{-}11} + (1 + K_2)\, Z_{17\text{-}11} + 0.25(1 + K_2)\, Z_{transformer}$

$Z_3 = 7.21 \angle 80.50° + (5.44 \angle -1.10° \times 8.07 \angle 68.71°)$
$+ 0.25 \times (1 + 4.44 \angle -1.36°) \times 11.95 \angle 90° = 114.35 \angle 80.20°$

The relay settings, in primary ohms, can be summed up as follows:

$Z_1 = 6.13 \angle 80.5°$
$Z_2 = 8.77 \angle 80.93°$
$Z_3 = 114.35 \angle 80.20°$

The secondary ohms are calculated using the following expression:

$$Z_{Sec} = Z_{Pri} \times \frac{CTR}{VTR}$$

In this case CTR/VTR=120/1000=0.12, and, therefore, the relay settings, in secondary ohms:

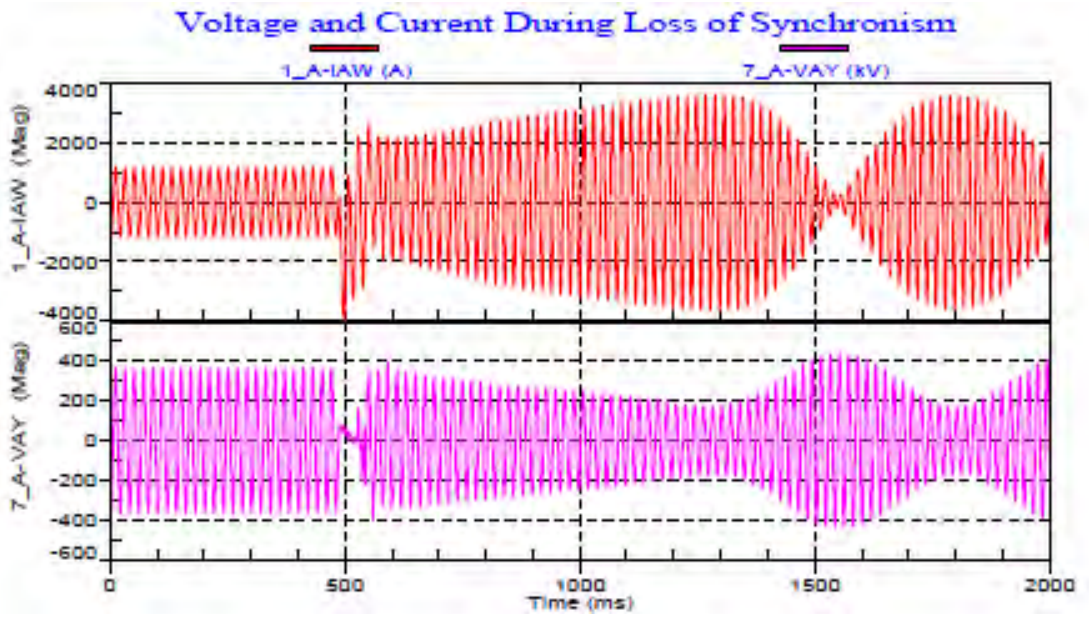
$Z_1 = 0.736\ \Omega$,
$Z_2 = 1.052\ \Omega$, and
$Z3 = 13.72\ \Omega$.

www.drgilany.com

7-4 تأثير الـ POWER SWING

ظاهرة الـ Power Swing أو تأرجح القدرة تحدث غالبا بسبب تغير في قيم وزوايا جهود المولدات المتصلة بالشبكة (وبالتالي تتغير angle δ وهى الزاوية بين الجهد عند sending والجهد عند الـ Receiving) فتتأرجح القدرة بينها، وهى من الظواهر التى تسبب مشاكل عديدة، وتشغيل خاطئ لأجهزة الـ Distance Relays. كما قد تحدث هذه الظاهرة عقب حدوث اضطراب ضخم في الشبكة على سبيل المثال عقب حدوث عطل مثلا.

والشكل 4-32 يبرز حجم التغـــــــــير الذى يحدث في قيم الجهـــــد والتيار نتيـــــــــجة الـ Loss of Synchronism. ومن هذا الشكل يمكن أن نتوقع حجم التغير العشوائى الذى سيحدث في قيم المعاوقة Z التي يحسبها جهاز الـ Distance relay.



شكل 4-32

www.drgilany.com

4-7-1 المسار الذى تسير عليه قيمة الـ Impedance

يمكن حساب قيمة الـ Impedance التي سيراها جهاز الوقاية أثناء حدوث الـ Power Swing من تتبع المعادلات التالية (يمكن القفز على هذه المعادلات والوصول للنتيجة النهائية):

$$I_{relay} = \frac{E_S \angle \delta - E_R}{Z_T}$$

وقيمة Z التي يراها الـ Relay تعطى بالمعادلات التالية:

$$Z_{seen}(\text{relay}) = \frac{V_{relay}}{I_{relay}} = \frac{E_S \angle \delta - I_{relay} Z_S}{I_{relay}}$$
$$= -Z_S + \left(\frac{E_S \angle \delta}{E_S \angle \delta - E_R}\right) Z_r$$
$$= -Z_S + Z_r \left(\frac{1}{1 - \frac{E_R}{E_S} \angle -\delta}\right)$$

ويمكن بعمليات حسابية بسيطة الوصول للمعادلة التي تصف الـ Z_{seen} التي يراها جهاز الحماية كما في Eq. 4-18:

$$\textbf{Eq. 4 - 18: } Z_{seen} = -Z_S + \frac{K[(K - \cos\delta) - j \sin\delta]}{(K - \cos\delta)^2 + sin^2\delta} Z_r$$

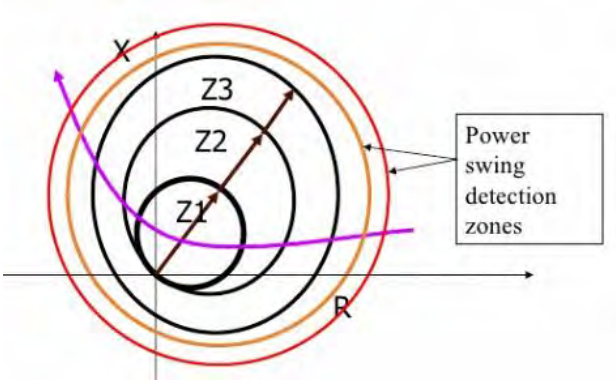
ما يهمنا من Eq. 4-18 هو أن قيمة الـ Impedance تتأثر بـ Z_s، لكن الأهم من ذلك أنها تتأثر بقيمة الزاوية δ، وبالتالي كلما تغيرت هذه الزاوية أثناء عملية الـ Oscillation كلما تغيرت قيمة الـ Z_{seen} التي يراها الجهاز.

www.drgilany.com

وهم ما يفسر التغير أثناء حدوث الـ Power Swing حيث تنخفض قيمة Z التى يراها الـ Relay إلى أقل من حدود Zone-1، لكنها سرعان ما تزيد مرة أخرى، ثم تعود وتنخفض مرة أخرى، وهكذا. مما يعنى أن الجهاز يمكن أن يخدع ويرسل إشارة فصل خاطئة. ويتم منع الجهاز من التشغيل الخاطئ عن طريق تتبع معدل التغير فى قيمة Z_R.

4-7-2 استخدام الـ Out-of-step Blocking Relay

ولمنع تأثر أجهزة الوقاية المسافية بهذه الظاهرة تضاف على أجهزة الوقاية المسافية وحدة خاصة تسمى Out-of-step Blocking Unit وهذه الوحدة تشبه تماما الـ MHO Characteristic لكنها أوسع وأكبر منها كما في الشكل 4-33.



شكل 4-33

فالدوائر الخارجية تمثل حدود الـ zones of Out-of-step Blocking Unit، والدوائر الداخلية تمثل الـ MHO Characteristic بحدوده الثلاثة، وعند حدوث عطل فسيقطع مسار تغير قيمة الـ impedance locus الدوائر الخارجية أولا من جهة اليمين ثم يقطع الدوائر الداخلية ثم يقطع الخارجية مرة أخرى. ومن خلال هذه الملاحظة البسيطة سيتم تمييز حدوث العطل عن حدوث الـ Power Swing، فمعلوم أن معدل التغير في قيمة Z في حالات الأعطال يكون سريعا جدا بينما يكون أبطأ بكثير في حالات الـ Power Swing ومن ثم فيمكن قياس الزمن الذى استغرقه مسار الـ Z ليقطع الـ Power Swing Detection Zone، وبناء عليه إذا كان هذا الزمن بطيئا (في حدود 40 مللى ثانية) فهذا يعنى أننا أمام حالة Power Swing وعندها يتم إرسال إشارة Out-of-step Blocking لمنع أجهزة الوقاية المسافية من العمل، أما إذا كان الزمن سريعا فسيتم عمل blocking لهذه الوحدة ويترك جهاز الـ Distance يعمل بصورة طبيعية. وتسمى هذه الحـــــالة بحالة حـــــدوث Stable Power Swing.

www.drgilany.com

4-7-3 احتمالية حدوث الـ Blackout

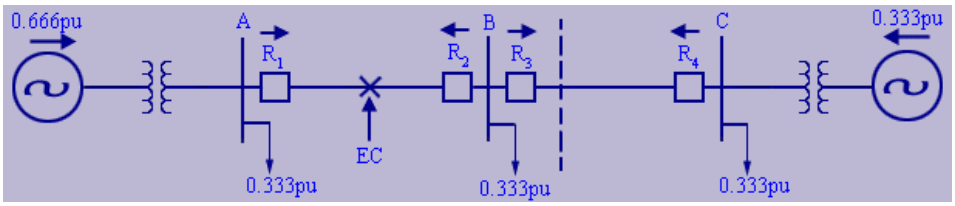
لكن هناك سيناريو آخر لهذه الظاهرة وهو حالة الـ Unstable Oscillation، والتي يمكن أن يترتب عليها فقدان الـ synchronization، أي خروج بعض وحدات التوليد بسبب تزايد سرعتها، وبالتالي هناك احتمال لحدوث Blackout.

ولتجنب هذا السيناريو المأساوى فإننا نلجأ إلى قاعدة "أخف الضررين" ونقصد بها هنا أن نقوم بعملية Splitting بحيث نقسم الـ Grid إلى عدد من الجزر المعزولة عن بعضها **Islands**، فهذا أفضل من فقدان الشبكة بالكامل.

المشكلة هنا هي: في أي المواضع ستتم عملية تقسيم الشبكة؟ وكيف نضمن أن كل جزيرة من الجزر الناشئة سيكون التوليد فيها مساويا للأحمال بداخلها؟

على سبيل المثال، في الشكل 4-34 لو حدث الـ Splitting عند BB-A عندها سيكون التوليد في الجزيرة اليسرى (0.666PU) أعلى من الحمل (0.333pu) على عكس الجزيرة اليمنى. وبالتالي سنستخدم الـ Load Shedding في الجزيرة اليمنى، ونقلل التوليد في اليسرى.

لكن لو حدث الـ Splitting عند الـ BB-B فهذا هو الحل النموذجى لأننا لن نفقد أي حمل وستكون الجزيرتين متزنتين.



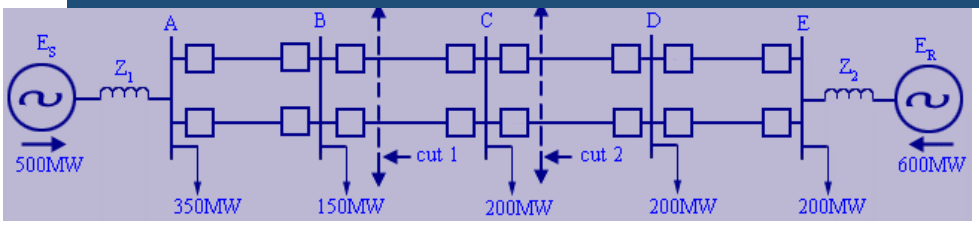
شكل 4-34

4-7-4 استخدام الـ Out-of-step Tripping Relay

كما ذكرنا، فإننا قد نحتاج في حالات الـ Unstable Power Swing إلى تقسيم الشبكة بسرعة إلى مجموعة جزر متزنة قدر الإمكان لمنع فقدان الشبكة كليا، وفى هذه الحالة نحتاج إلى ما يسمى Out-of-step Tripping Relay ليحدد أي القواطع سيتم فصلها للوصول إلى أكبر قدر من الاتزان في الجزر الناشئة.

وفكرة عمل هذا الجهاز –بدون تفاصيل – يمكن تبسيطها من خلال الشكل 4-35

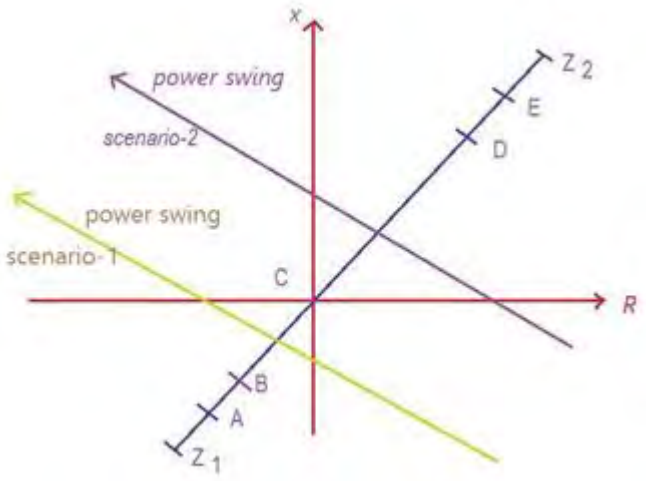
www.drgilany.com



شكل 4-35

فمعلوم أنه أثناء حدوث الـ Out-of-step يظهر ما يعرف بـ Electrical Center, EC حيث تنخفض قيمة الـImpedance على أحد الخطوط إلى الصفر، وهو ما يشبه حدوث Short circuit على هذا الخط، وبالطبع هو fictious SC أي تخيلي وليس حقيقي لكنه يسبب هذا الـ EC.

ففي الشكل السابق قد يحدث الـ EC على الخط BC وبالتالي يفصل هذا الخط بصورة طبيعية وهذا هو السيناريو الأول في الشكل 4-36. وعندها ينقسم الشكل إلى جزيتين متزنتين تماما. وهذا هو المكان النموذجي في هذه الشبكة للفصل.



شكل 4-36

لكن الـ EC قد يحدث على الخط CD كما في السيناريو الثانى وهو ما يعنى وجود جزيرتين غير متزنتين. ولتجنب هذا السيناريو أستخدم الـ Wide Area Measurement لتحديد أفضل الأماكن لعمل الـ Splitting.

www.drgilany.com

4- 8 طرق البدء Starting عند اكتشاف الأعطال

حتى يبدأ جهاز الوقاية المسافية فى العمل فلا بد من وجود إشارة Starting Function لتنبيهه إلى حـــــــدوث عطل وتسمى أيضا مرحلة Detection.

وتتنوع الأساليب المستخدمة فى العمل فى مرحلة Starting فى هذه الأجهزة، لكن بصفة عامة لابد من توافر بعض الشروط فى كل الأساليب المستخدمة. ومن أهم هذه الشروط أن يكون للأسلوب المستخدم القدرة على تمييز Faulty phases. ومن الضرورى فى مرحلة Starting أن يتم تحديد نوعية العطل (Fault Classification) من أجل تحديد نوعية المعادلات المستخدمة فى حساب معاوقة العطل Z_F كما سبق أن بينا.

وهناك ثلاث طرق أساسية لبدء أجهزة الوقاية المسافية Starting، هى:

1- متابعة ارتفاع التيار
2- متابعة انخفاض الجهد
3- متابعة تغير قيمة الـ Impedance

4-8-1 الطريقة الأولى Overcurrent Starting

والطريقة الأولى هى اسهل وأوسع الطرق انتشارا، وتستخدم أساسا مع الخطوط التى تكون Z فيها صغيرة فى الوضع الطبيعي وغالبا يتم ضبطها على قيم محددة مع مراعاة استخدام قيمتين فى حالة الخطوط المتوازية Parallel Lines ،لأن التيار سيتضاعف بصورة طبيعية فى حالة خروج أحد الخطين من الخدمة فلابد من أخذ هذه النقطة فى الاعتبار عند ضبط الخطوط المتوازية.

4-8-2 الطريقة الثانية: Under Voltage Starting

وتستخدم هذه الطريقة إذا كان Short Circuit Current صغيرا خاصة فى حالة Weak System أو فى حالة التأريض باستخدام High Impedance فى المحولات والمولدات، ففى مثل هذه الحالات يصبح تيار SC صغيرا ولا يكفى لعمل Starting، وعندها نستخدم الانخفاض فى الجهد كعامل مساعد فى اكتشاف الأعطال. مع الأخذ فى الاعتبار حالة خاصة وهى حالة فصل الخط تماما Shut down حيث يجب تجنب أن يخدع الجهاز ويقوم ببدء خاطئ فى هذه الحالة. و لمنع حدوث ذلك فإن الجهاز يعتبر الانخفاض فى

www.drgilany.com

الجهد مؤشرا على العطل بشرط وجود حد أدنى من التيار Minimum Current. ومن ثم فعند حدوث ارتفاع طفيف فى التيار فإن الجهاز يختبر: هل انخفض الجهد إلى حوالى 70% ؟ فإذا كانت الإجابة نعم، يتم بدء عمل الـ Distance Relay، مع ملاحظة أنه إذا كان الارتفاع فى التيار كبيراً فغالبا لا ينظر لقيمة الجهد كما فى الطريقة الأولى.

4-8-3 الطريقة الثالثة Under Impedance Starting

وهذا الأسلوب هو الأكثر استخداما لاسيما فى أجهزة الوقاية المسافية الرقمية، وفى هذه الحالة فإن Relay بالإضافة إلى الدوائر الثلاثة التى تمثل حدود Protective Zones فإنه يزود بدائرة رابعة خارجية أكبر منهم وأوسع والتى سبق الحديث عنها وهى المعروفة بـ Zone-4. وبمجرد أن تقع قيمة Z المحسوبة داخل حدود هذه الدائرة الكبيرة يبدأ الجهاز فى starting: فإما أن تنتقل نقطة الشغيل إلى إحدى الدوائر الداخلية الثلاث (حالة العطل)، أو تظل فى الخارج فيتم عمل Blocking أى منع التشغيل مثل حالة Power Swing. وأحيانا تضبط قيم Z التي يحدث عندها Starting على نصف قيمة الـ Load Impedance، وتحسب قيمة الـ Load Impedance كما في المثال التالي:

مثال 4 -6

فرضا أن القدرة المارة عبر خط ما تساوى (30.4 + j 13.2) MVA، وبفرض أن جهد المحطة 115 kV، احسب Z_{load}.

من قيم الـ P + jQ المعطاة نجد أن S = 33.14 MVA.ومنها نحسب Z_{load}

$$Z_{load} = \frac{V^2}{S} = \frac{115^2}{33.14} = 399.03\ \Omega\ Pri\ Ohms$$

وهذه القيمة بالطبع يجب تحويلها إلى Secondary Ohm قبل استخدامها في ضبط الجهاز وذلك طبقا للمعادلة:

$$Z_{Sec} = Z_{Pri} \times \frac{CTR}{VTR}$$

www.drgilany.com

4- 9 مقدمة عن PILOT PROTECTION

في الأجزاء السابقة تبين أن جهاز الوقاية المسافية لا توجد لديه مشكلة في حماية 80% من طول الخط، فماذا عن الـ 20% المتبقية؟ هذا الجزء المتبقى يتم تغطيته باستخدام مبادئ الـ Pilot Protection، حيث سيتم تبادل المعلومات بين أجهزة الوقاية على طرفي الخط المراد حمايته لتغطية هذه الـ 20% وكذلك لحل مشاكل أخرى عديدة. وبالتالي فالسؤال الذى سيتبادر للذهن هو:

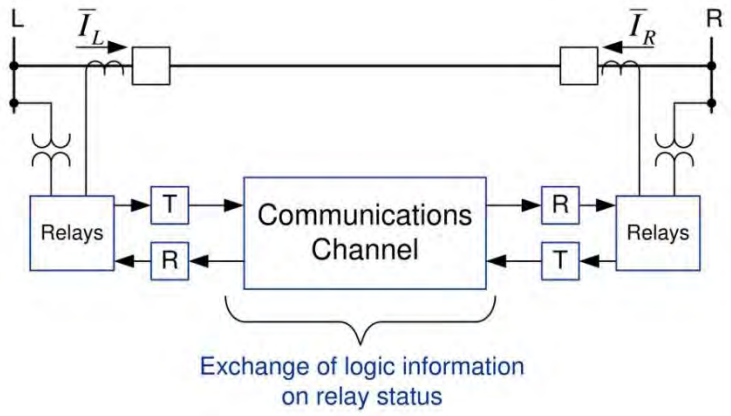
ماهى المعلومات التي نحتاج لنقلها من طرف لآخر، وكيف ستتم عملية النقل؟

وعموما فإن أى جهاز عند أى طرف من طرفي الخط إذا تمكن من اكتشاف عطل ما فإنه لن يتخذ قرارا بالفصل إلا بناء على بروتوكول متفق عليه بين أجهزة الوقاية المركبة على طرفي الخط، أو ما يعرف باسم Pilot Schemes وتكون المعلومات المتبادلة عبارة عن Logic Information بمعنى لا يوجد نقل لقيم الجهد والتيار بل فقط one or zero تعبر عن حالة الـ Relay كما سيتضح لاحقا. وهذا بالطبع يختلف عن الـ Pilot Protection الذى تتم فيه تبادل لقيم التيارات على الجانبين لأنه يعمل كـ Differential Relay وسنتحدث عنه في نهاية الفصل.

4-9-1 خطوات نقل المعلومات.

في حالة حدوث عطل فإن جهاز الوقاية (Distance relay مثلا) سيرسل إشارة إلى جهاز الـ Transmitter الموجود معه في نفس المحطة (شكل 4-37) ليرسل إشارة إلى الـ Receiver الموجود في الجهة الأخرى، وهذا المستقبل يقوم بدوره بتوصيل المعلومة القادمة من الجهة الأخرى للـ Relay الآخر. ملحوظة: الـ Receiver في الجهتين دائما ON على عكس الـ Transmitter) ولذا فهذا النظام يسمى ON/OFF لأنه لا يرسل إشارة إلا إذا استدعى لذلك. وبالطبع يعيبه أنه يمكن أن يكون هناك خلل في شبكة الـ Communication ولا يكتشف إلا وقت الحاجة إليه وهذا بالطبع غير مرغوب فيه.

www.drgilany.com



شكل 4-37

النظام الآخر الأكثر شيوعا هو نظام يكون فيه كلا من الـ T/R متصل ON دائما، ومن ثم فهو يرسل باستمرار إشارة على الخط بتردد معين (تسمى Guard Signal) ليضمن سلامة شبكة الاتصالات، فإذا حدث عطل فإنه يغير يعمل Shift للتردد المنقول من 50kHz مثلا إلى 300kHz فإذا استقبل الـ Receiver تردد مغاير للتردد الدائم فهذا يعنى أن هناك معلومة هامة يجب نقلها لجهاز الحماية. ومن هنا سمى هذا النظام Frequency Shift Keying, FSK.

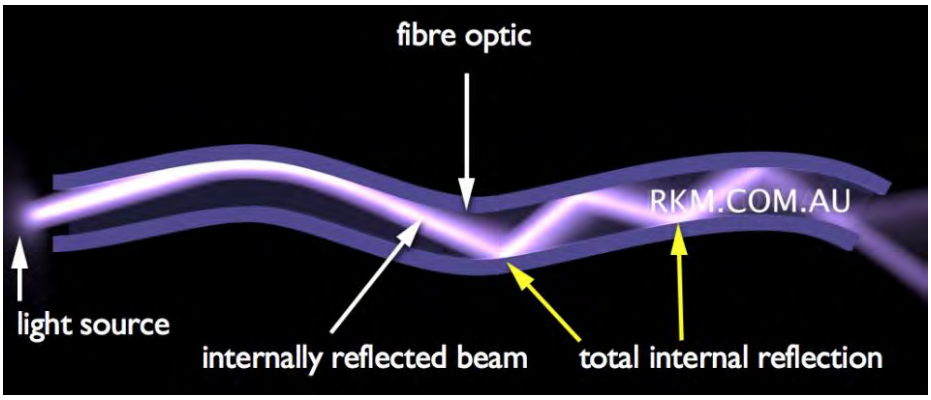
4-9-2 وسائط إرسال المعلومات الـ Communication

وقبل أن نشرح بالتفصيل البروتوكولات المتبعة بين أجهزة الوقاية فإننا نقدم بصورة موجزة أنواع الوسائط التى تستعمل لنقل هذه الإشارات:

1- من أهم هذه الوسائط استخدام ما يعرف بـ Pilot Wire وهو كابل خاص مخصص فقط لنقل هذه الإشارات ويكون معزول جيدا حتى لا يتأثر بالذبذبات والجهود المحيطة به والتى يمكن أن تولد فيه induced voltage بطريق الخطأ. ويصلح هذا الكابل للأطوال حتى 25 كم.

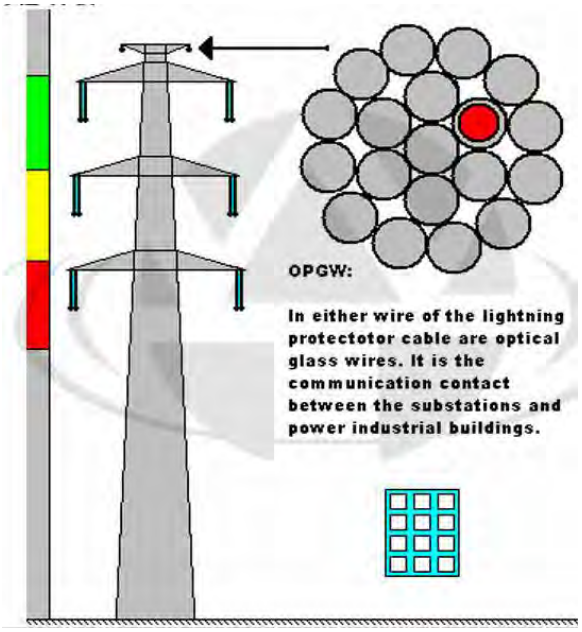
2- يمكن أيضا استخدام Fiber Optic cables لنقل الإشارات خلالها وهى الأكفأ بين طرق النقل لكنها بالتأكيد هى أيضا الأعلى تكلفة. وعادة تستعمل فى الخطوط حتى 150 كم حيث تنقل لإشارات على صورة إشارات ضوئية وليست إشارات كهربية كما في الشكـــــل 4-38.

www.drgilany.com



شكل 4-38

وغالبا يوضع كابل الفايبر داخل خط الأرضى أعلى برج النقل كما في الشكل 4-39.



شكل 4-39

3- كما تستخدم أحيانا Micro Wave Channel بين المحطتين ويكون التردد للإشارة المنقولة بين 3000-12000 MHz لكن يجب أن يتم التواصل بين الأطباق على قـــــــــاعدة Line of Sight بمعنى أن كل طبق يرى الآخر ولذا تحتاج أحيانا إلى Repeater units إذا وجدت عوائق طبيعية (شكل 4-40).

www.drgilany.com

شكل 4-40

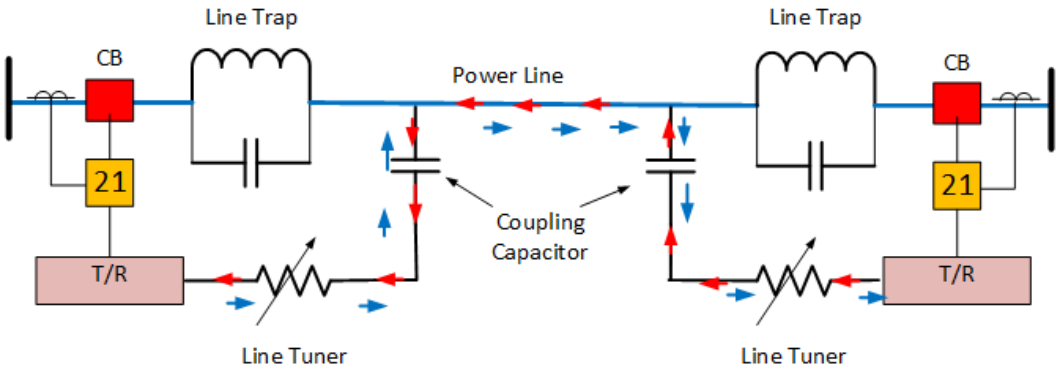
4- ومن الطرق المستخدمة لنقل الإشارات استخدام ما يعرف بـ Power Line Carrier PLC حيث يتم نقل إشارات الـ Communication على خط الـ power نفسه وهذه الطريقة هى الأنسب لا سيما مع الخطوط الطويلة التى تصل إلى عدة مئات من الكيلومترات. وسنتحدث عنه تفصيلا في الجزء التالي لأهميته. وفيما يلى مزيد من التفصيل حول الطريقة الأخيرة.

4-9-3 نظام الـ Power Line Carrier

في هذا النظام يتم نقل المعلومات على خط القوى الأصلي لكن بتردد مختلف عن الـ 50Hz يتراوح بين 30-500 kHz. لاحظ أن الخط قد يكون حاملا لـ 200 MW من القدرة على تردد 50 Hz، لكنه يحمل معلومات بقدرة لا تتجاوز 10W بتردد يصل كما قلنا إلى 500 kHZ.

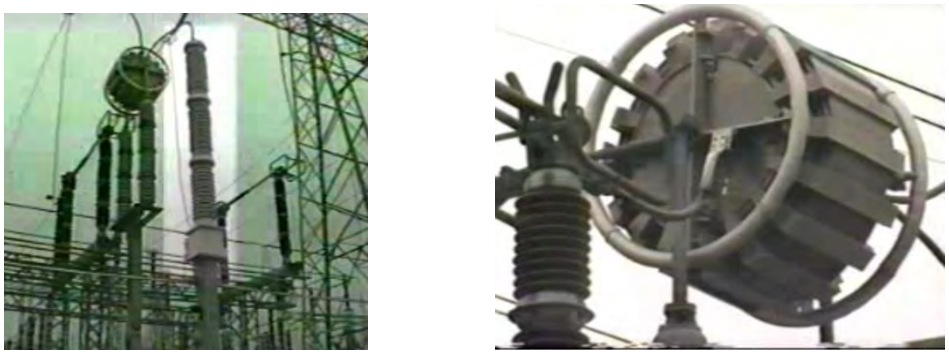
لاحظ في الشكل 4-41 وجود الـ Line trap ووظيفته منع الإشارات من الدخول للمحطة وضمان توجهها إلى Receiver الموجود في كل محطة حسب المسار المنقط في الشكل. وهذه الـ Trap أو المصيدة مكونة كما هو واضح من مكثف وملف، وهما معا يشكلان Resonance circuit لها مقاومة عالية جدا مع الترددات العالية ومقاومتها منخفضة جدا مع ال 50Hz وبالتالي نضمن أن المعلومات المنقولة على التردد العالى ستسلك المسار المرسوم بالشكل ذهابا أو إيابا.

www.drgilany.com



شكل 4-41

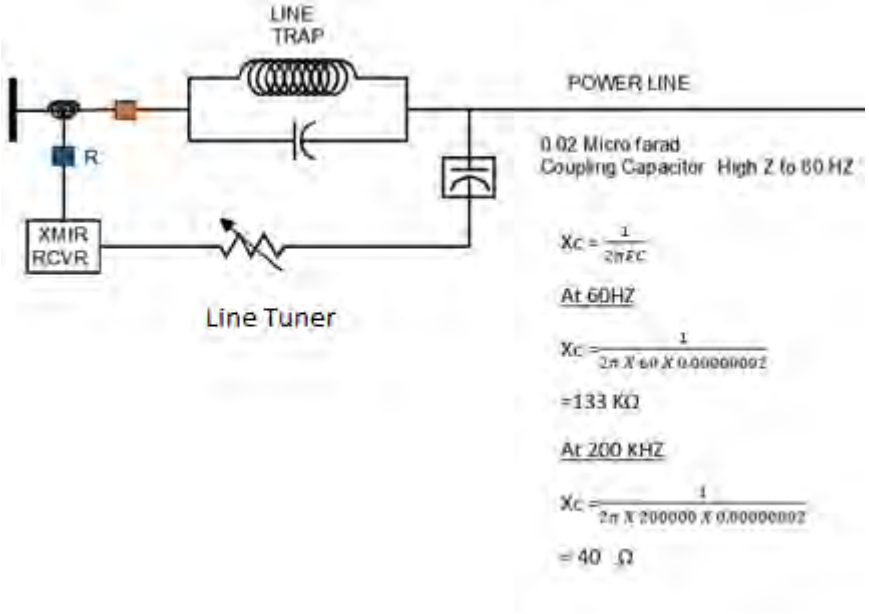
ونظرا لأن الملف والمكثف موضوعان على التوالي مع الخط وبالتالي يمر فيهما التيار الأصلي ومن ثم يجب أن يكون الـ Rated power لهما مرتفعة. والشكل 4-42 يوضح حجمها الطبيعي في المحطة وكيف أن الملف كما هو واضح مصنوع من أسلاك سميكة جدا لتحمل قيم التيار.



شكل 4-42

أما الـ Coupling Capacitor فوظيفته التأكد من مرور التيارات عالية التردد فقط ومنع مرور الـ 50Hz. فلو كانت قيمته مثلا 0.02ηf فسيمثل معاوقة قدرها 133 kΩ للتردد الأصلي (60Hz في هذا المثال)، بينما سيمثل معاوقة قدرها 40 Ω فقط لتردد الإشارة المنقولة (فرضا 200kHz) كما هو واضح من الشكل 4-43. فإذا فرضنا أنه قد تم ضبط ملف الـ Line tuner المرسوم في الشكل لتصبح قيمته هو الآخر 40 Ω فهذا يعنى أن معاوقة الـ Coupling Capacitor مع معاوقة الـ Line tuner معا ستساوى صفر يعنى أن التردد العالى (الإشارة المنقولة) سيدخل أو يخرج دون معاوقة تذكر في هذا المسار. وبالطبع تتكرر الدائرة في الجهة الأخرى أيضا.

www.drgilany.com



شكل 4-43

10-4 استخدام PILOT SCHEMES لتسريع الفصل

كما سبق أن بينا فهناك مراحل لفصل العطل، لكن المشكلة تكمن فى أن الـ Distance Relay لو اعتمد فقط على هذه المراحل المبرمجة داخله فقد تتسبب أخطاء القياس على سبيل المثال فى خداع الـ Relay فتجعله يرى عطلا فى المرحلة الأولى وكأنه فى المرحلة الثانية، وهذا إن حدث يمكن أن يسبب مشاكل عديدة لمنظومة القوى، من أهم هذه المشاكل فقدان التوازن loss of stability. فكما هو معلوم، فإن منظومة القوى تتحمل الأعطال طالما كانت فى حدود زمنية معينة، ولكن إذا تأخر الفصل عن هذا الزمن يصبح النظام Unstable.

ومن المشاكل الأخرى التى تنشأ عن تأخر الفصل مشكلة تحول الأعطال من أعطال Transient إلى أعطال دائمة، فمن المعروف أنه عند حدوث عطل Transient فإن نظام الحماية يفتح الخط ثم يقوم Auto Re-closure فيعيد غلق الـ CB بعد فترة وجيزة تكون كافية لإطفاء الشرارة الناتجة عن العطل، فإذا تأخر أحد الـ Two Relays المسئولة عن فصل العطل عن العمل، فإن التأخير سيتسبب فى عدم إتمام إطفاء الشرارة الناتجة عن العطل لأن التيار خلال العطل سيستمر من الجهة التى لم تفصل، وبالتالي فرغم أنه هو

www.drgilany.com

فى الأصل عطل مؤقت، لكنه سيعامل الآن على أنه عطل دائم بسبب عدم إتمام إطفاء الشرارة، مما سيترتب عليه أن الـ Relay سيفصل الخط بصورة دائمة ونفقده من الخدمة دون داع.

ومن أجل التغلب على هذه المشاكل فقد ابتكر مهندسو الوقاية طرقا لتسريع عملية الفصل، و هى طرق متنوعة تعتمد فى فكرتها جميعا على تبادل المعلومات Logic Information بين جهازى الوقاية الموجودين على طرفي الخط، وهذه المعلومات لا تشمل قيم فعلية من الطرف الآخر (مثل قيم الجهد والتيار)، ولكنها فى الغالب تشمل:

- إما طلب فصل CB وذلك فى الأنظمة المعروفة باسم (Transfer Tripping Scheme)
- أو طلب منع فصل CB وذلك فى الأنظمة التى تعرف بـ (Blocking Schemes)

وفى الأجزاء التالية سنعرض أشهر هذه الطرق:

4-10-1 الطريقة الأولى Zone-1 Extension Scheme

هذا النظام يستخدم للتغلب على مشكلة شرارة العطل التى تتسبب دائما فى جعل الـ Relay يرى العطل بعيد عن مكانه الحقيقي، وهى تستخدم حين لا يكون هناك وسيلة متاحة لتبادل المعلومات بين جهازى الوقاية على طرفي الخط أو فى حالة استخدام جهاز واحـــــــد فقط كما فى حالة Radial System، ولكن يشترط وجود – واستخدام – جهاز Auto Re-closure.

وتعتمد فكرة هذا الأسلوب على عمل زيادة لمدى Zone-1، فبدلا من جعله 80% فقط نجعله 120%، و بمجرد حدوث عطل سيتم فتح الدائرة وتشغيل الـ Auto Re-closure ليكون جاهزا للمحاولة الأولى لإعادة غلق الدائرة، فى هذه الأثناء تكون شرارة العطل قد أطفئت لأن الدائرة مفتوحة، وفى نفس الوقت وقبل أن يسمح لجهاز الـ Auto Re-closure بإعادة غلق الدائرة فإن الـ Relay يعود لقيم الضبط التقليدية للمرحلة الأولى وهى (80%).

والسؤال: ماذا كسبنا من هذه الطريقة؟....

أولا: كون مدى Zone-1 قد امتد لمسافة أطول (120%) فمعنى ذلك أن الأعطال التى صارت معاوقتها كبيرة بالخطأ بسبب وجود Arc Resistance سوف يتم اكتشافها ضمن نطاق Zone-1.

ثانيا: عند فتح الخط ستنطفئ شرارة العطل، وكما ذكرنا فإنه قبل أن يقوم الـ Auto Re-closure بغلق الدائرة فإن الـ Relay يعود للمدى الطبيعي.....الآن وبعد غلق الدائرة سيرى الـ Relay معاوقة العطل

الحقيقية دون أى زيادة لأن الشرارة قد اختفت، عندئذ إذا كان العطل بالفعل فى حدود Zone-1 التقليدية (80%) فسيتم فصله بصورة دائمة وسيكون القرار صحيحا.

لكن بالطبع هناك عيب واضح وهو أن الأعطال الخارجية التى لا تحدث خلال مقاومات خارجية وفى نفس الوقت التى تقع فى مدى 120% من طول الخط سوف يتم فصلها مؤقتا. صحيح أنه بعد فتح وغلق الـ Auto Re-closure سوف يتم علاج هذا الفصل الخاطئ، لكن تظل هناك مشكلة تشغيل غير ضرورى للـ CBs تؤثر بالطبع على عمره الافتراضى.

4-10-2 الطريقة الثانية DTT Direct Transfer Trip

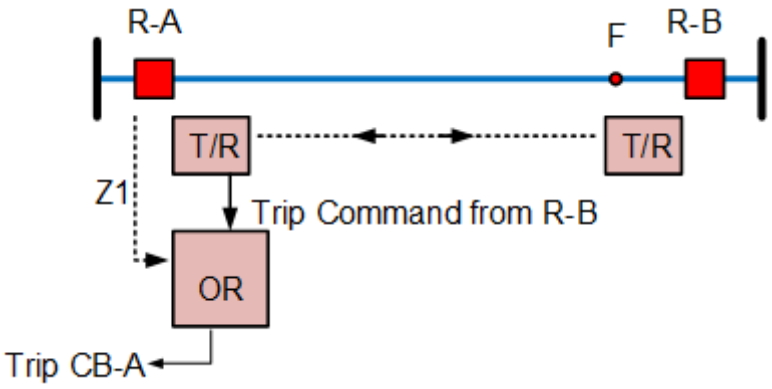
فى هذه الطريقة فإن الـ Relay الذى يكتشف العطل سوف يرسل إشارة فصل إلى الـ Relay الموجود على الطرف الآخر. وأحيانا يسمى هذا النظام Direct Under Reach Transfer Trip، وفكرة عمله وسبب التسمية تتضح من المثال التالي.

فالـRelay R-A فى الشكل 4-45 على سبيل المثال ربما يرى العطل الموجود عند نقطة F – بالخطأ – وكأنه فى Zone2 أو كأنه فى Zone-3 بسبب أنه قريب جدا من الطرف B، وربما حدث خلال شرارة لها مقاومة عالية، وهذا يعنى أنه يعانى من حالة Under reach، لأنه لم يستطع أن يرى العطل ضمن الـ Reach الخاص بـ Zone-1. لكن R-A وباستخدام DTT سوف يفصل مباشرة بناء على الإشارة التى ستصله من R-B الموجود فى الطرف الآخر والذى رأى العطل بسهولة ضمن Zone-1.

ويتم فصل R-A بدون عمل أى تأكيدات أو مقارنات مع Local conditions كما فى طرق أخرى تالية. ومن هنا جاء استخدام اللفظين Direct و Under Reach.

ولكونه يفصل مباشرة بناء على المعلومة القادمة من الطرف الآخر فلذلك يجب أن تكون دقة نقل واستقبال هذه الإشارات عالية مع درجة عالية من التأمين لوسيلة نقل المعلومات بين الطرفين. لاحظ فى الشكل أن R-A يفصل فى حالتين: إما أن يرى هو نفسه العطل فى Zone-1، أو فى الحالة الثانية تصله إشارة من الطرف الآخر، ولذلك نستخدم مفهوم OR-gate كما هو واضح فى الشكل.

www.drgilany.com



شكل 4-45 الطريقة الثانية DTT

4-10-3 الطريقة الثالثة Directional Comparison Blocking

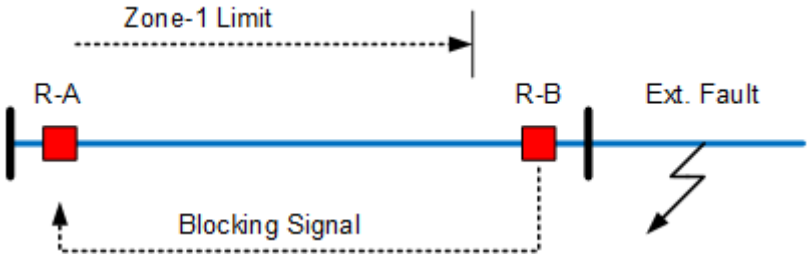
فى هذا الأسلوب فإن الـ Relay إذا اكتشف عطلا خارجيا External Fault فإنه يرسل إشارة منع Blocking للجهاز عند الطرف الآخر، وبالتالي فإنR-A Relay فى الشكل 4-46 يمكنه إذا اكتشف عطلا من النوع Forward أن يفصل الـCB الخاص به بشرط ألا يكون قد وصلته إشارة Block من الـ Relay R-B عند الطرف الآخر.

حيث أن R-A ربما بسبب أخطاء القياس قد يرى العطل – بالخطأ السالب – وكأنه داخل حدود Zone-1. لكن R-B الذى يمكنه أن يكتشف بسهولة أن العطل External سيرسل إشارة منع Blocking لـ R-A لمنعه من الاشتغال.

لاحظ أنه فى حالة العطل Internal لن يتأخر أى من الجهازين فى الفصل حيث لن تصل إشارة Blocking من أى منهما للآخر.

لاحظ أيضا أن هذا الأسلوب مثلا أقل تأثرا (على الأقل بالنسبة لأعطال Zone-1) بكون Transmission Line قد أصبح open circuit نتيجة العطل إذا كنا نستخدم PLC، (بمعنى آخر لا يتأثر بتعطل وسيلة نقل المعلومة)، لأنه كما ذكرنا ينتظر إشارة منع Blocking فإذا لم تصل فإنه يشتغل. وإن كان بالطبع سيتأثر إذا العطل خارجى لأننا نحتاج لإشارة المنع في هذه الحالة.

www.drgilany.com



شكل 4– 46 الطريقة الثالثة DCB

4-10-4 الطريقة الرابعة Permissive Under-reach Transfer Trip

فى هذا الأسلوب تتسبب إشارة الفصل الواصلة من أحد الطرفين (R-B مثلا فى الشكل 4–47) فى فصل الجهاز الموجود فى الطرف الآخر (CB-A) بشرط أن يكون R-A قد رأى العطل فى Zone-1 أو المنطقة الموسعة والممتدة لها والتى تعرف بـ Extended Zone-1، وهى التى تسمى فى الشكل بـ ZA.

بمعنى آخر أنه لكى يمكن السماح لجهاز الحماية R-A للاستفادة من الإشارة الواصلة له من الطرف الآخر فإنه يجب أن يكون فى حالة **Under-reaching**، ونقول أنه "**سيسمح**" باستخدام إشارة تسريع الـ Trip التى وصلته من R-B ومن هنا جاءت تسميته **Permissive**. وهو بذلك يختلف عن الطريقة الثانية المعروفة باسم DTT والتي لا تحتاج لشروط. لكنه متحفظ قليلا مقارنة بالطريقة الخامسة اللاحقة.

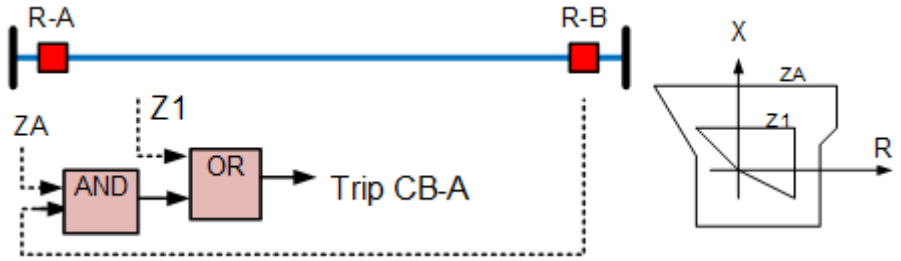
وأحيانا نستخدم Z2 بدلا من ZA، بمعنى آخر أنه يشترط أن يكون R-A قد دخل بدرجة ما فى مرحلة Starting "**ليسمح له**" بالاستجابة للإشارة الواردة من R-B، وبغير ذلك فإنه لن يستجيب للإشارة. وهو ما يعنى أننا أمام شرطين لابد أن يتحققا معا وهو ما يعبر عنه – فى لغة الإلكترونيات – بأنه AND-gate.

و يفهم من هذا الشكل أن CB-A يحدث لهTrip فى حالتين:

1– أما فى حالة اكتشاف حدوث عطل فى Z1 بواسطة R-A.

2– أو فى حالة حدوث عطل فى المنطقة ZA وبشرط وصول إشارة فصل من الجهة الأخرى.

www.drgilany.com



شكل 4- 47 الطريقة الرابعة PUTT

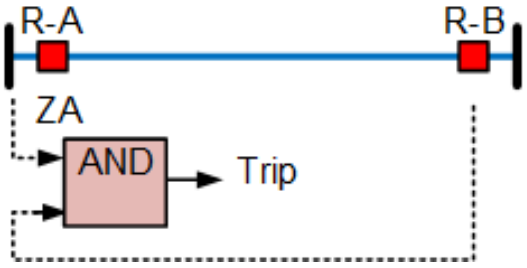
4-10-5 الطريقة الخامسة Permissive Over-reach Transfer Trip

هذا الأسلوب يشبه تماما الأسلوب السابق مع فارق جوهرى وهو أن إشارة الفصل تصدر من أى Relay على طرفي الخط بمجرد أن يـــرى Forward Fault سواء كان العطـــــــــل فى Zone-1 or Zone-2، ثم إن هذه الإشارة الواصلة من أحد الطرفين على سبيل المثال (R-B مثلا فى الشكل 4-48) يمكن أن تتسبب فى فصل الجهاز الموجود فى الطرف الآخر (CB-A) بشرط أن يكون R-A قد رأى هو أيضا العطل فى أيا من Forward Zones، بمعنى أنه يجب أن يكون فى حالة **Over-reaching**، فإذا تحقق هذان الشرطان فإنه "**سيسمح**" باشتغال الـ Relay. وهذا النوع مفيد جدا فى حالة إذا كان العطل خلال مقاومة عالية حيث أن كلا الـ Relays سيرى العطل ربما فى المرحلة الثانية لكن بما أن هناك إشارة جاءت من الطرف الآخر فسيتم فصل جهاز الوقاية.

يلاحظ أن هذا النظام مفيد جدا فى الخطوط القصيرة التى يكثر أن يكون الخطأ فيها موجبا، ففى بعض الحالات مثل حالة الأعطال خلال High Impedance فإن الـ Relays عند طرفي الخط كل منهما سيرى العطل Forward – لكنه للأسف ربما يراه كل منهما فى Zone-3 مثلا – ومع ذلك فسيتم فصل هذا العطل سريعا لأن كلا الجهازين سيتحقق لديه الشرطين السابقين (عطل أمامى + إشارة من الطرف الآخر) وبالتالي يفصلا كمرحلة أولى دون تأخير، وهذه أحد أهم ميزات Pilot Schemes.

لكن لاحظ الفرق عن النظام السابق (الطريقة الرابعة) (بالنظر إلى الشكل 4-48) نجد أن الفصل هنا يعتمد على AND-Gate وهذا يعنى أن أنه أقل في (security)، فوجود الـ (AND) يمنع العمل في حالة تعطل الاتصال، و هذا عيب خطير، أما النظام السابق (PUTT) فهو الأفضل من ناحية الـ (security) و الأكثر استخداما.

www.drgilany.com



شكل 4-48

4-11 منظومات الـ PILOT PROTECTION

ومصطلح الـ Pilot Schemes استخدم في الأجزاء الأخيرة من هذا الفصل في تسريع عملية الفصل لأجهزة الـ Distance Relays. في ذاك النظام كانت المعلومات المتبـــــــــادلة عبارة عن Logic Information بمعنى لا يوجد نقل لقيم الجهد ولا التيار بل فقط One or Zero.

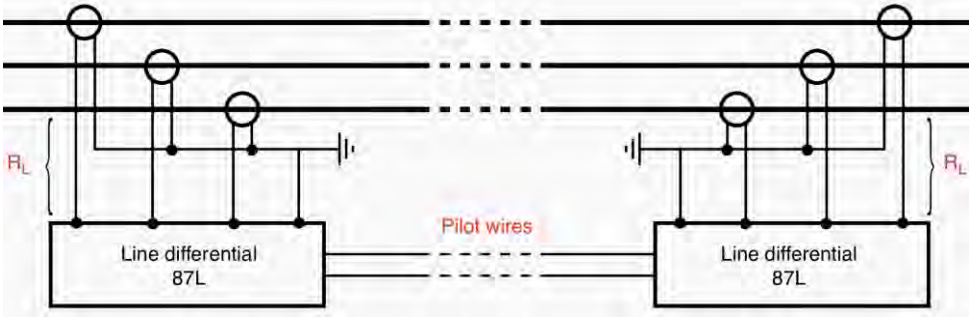
وهذا بالطبع يختلف تماما عن الـ Pilot Protection الذى سندرســـــه هنا والذى يسمى أيضا Carrier Current Protection و فيه تبادل لقيم التيارات على الجانبين لأنه يعمل كـ Differential Relay، وهى منظومة جديدة لا علاقة لها بالوقاية المسافية بل هي البديل للوقاية المسافية في حالة وقاية الخطوط القصيرة.

فمعلوم أن هناك العديد من أنظمة الوقاية المستخدمة في وقاية خطوط النقل تختلف حسب طول الخط، فالخطوط الطويلة ومتوسطة الطول يستخدم فيها الـ Distance relays ويضـــــــاف إليها الـ Pilot Protective Schemes الذى سبق الحديث عنها فيما سبق من هذا الفصل.

أما الخطوط القصيرة فلا يصلح فيها استخدام الـ Overcurrent لصعوبة التمييز بين قيم تيار العطل في بداية الـ Section مثلا وبين قيمته في الـ Section التالي. كما لا يصلح لوقايتها استخدام الـ Distance Relays لأن معاوقة الخط تكون صغيرة ولا يمكن التمييز بين الأعطال لتقارب قيم المعاوقة المقاسة مثلا في أول الخط وآخره، ومن ثم يكثر استخدام Current Differential relays وتسمى أيضا Carrier Current Protection، وهى نوع من أنواع الـ Pilot Protection.

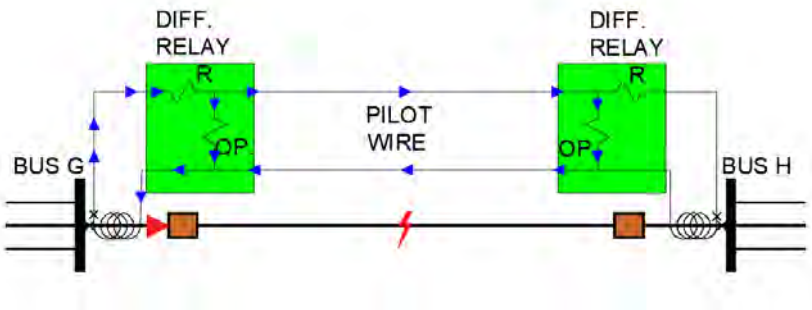
هذا النظام الجديد يشبه في أساسياته مبدأ الـ Differential Protection مع بعض التعديلات كما في الشكل 4-49، ولذا ستلاحظ أن رقم الجهاز هو نفسه 87 مع إضافة حرف الـ L (line).

www.drgilany.com



شكل 4-49

والجهاز كما قلنا له نفس فكرة عمل الـ Differential Protection حيث تقارن قيم تيـــــارى الـ sending and Receiving ends, I_S, I_R في الجهتين طبقا لقواعد الـ Comparison المشروحة تفصيلا في الفصل الخامس. وكما هو واضح في الشكل 4-50.



شكل 4-50

لكن الشكل 4-50 يمثل نوعا من التبسيط للفكرة، فعمليا تكون الدائرة المستخدمة أكثر تعقيدا رغم أن أصل الفكرة لم يتغير (فكرة مقارنة تيارى الجهتين).

4- 12 مثال شامل على ضبط أجهزة الوقاية المسافية

To protect the 100km double circuit line between Green valley and Blue River substation using the model 2LFZP112 in the permissive overreach mode with forward looking zone 3 comparators as per scheme POR 1 and to set the relay at green valley substation (figure 24).

www.drgilany.com

:System Data

Line length: 100 Km

:Line impedances

Z_1= 0.089+j 0.476=0.484 ∠79.4°

Z_0=0.426+j1576 =1.6322∠74.8°

$Z_0/Z_1 = 3.372\angle -4.6°$

CT ratio:1,200/5

VT ratio:230,000/115

:Relay settings

It is assumed that the two optional reach-stepped zones Z1X and Z1Y are not used and that only a three zone scheme is required

Zone 1 reach settings:

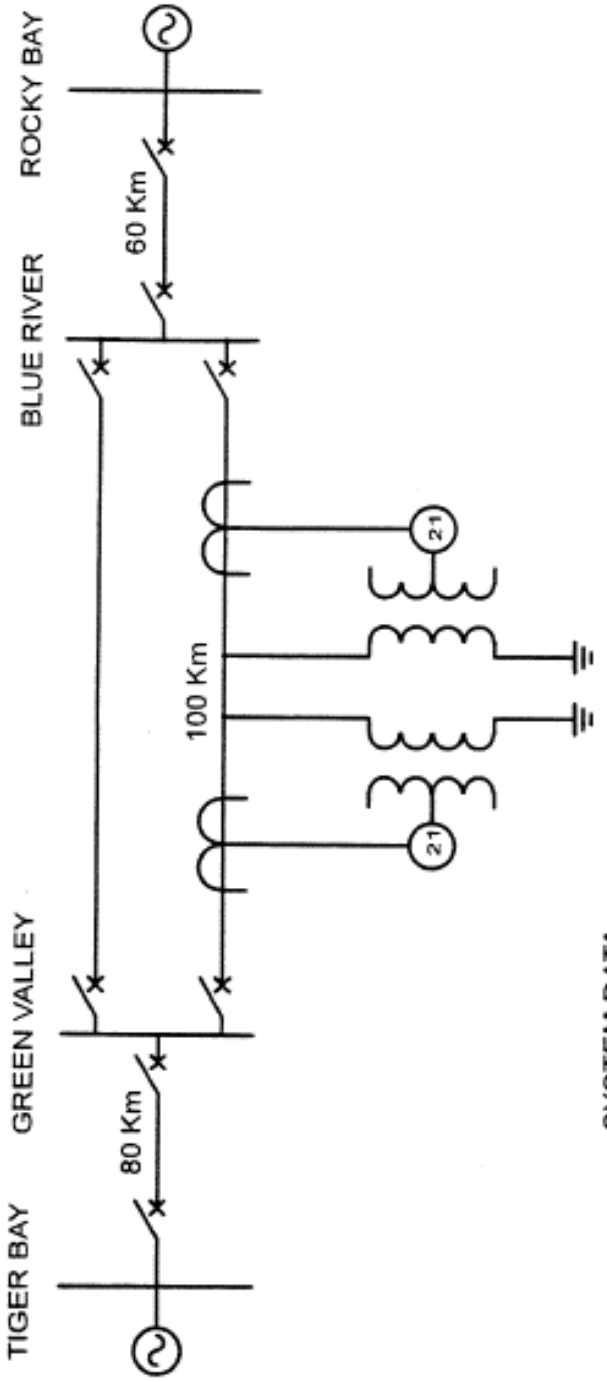
required zone 1 reach is to be 80% of the line impedance between green valley and the Blue River substations

Ratio of secondary to primary impedance = $\frac{1.200/5}{230{,}000/115} = 0.12$

Required Zone 1 reach = 0. 8 x 100 x 0.484∠79.4° x 0.12

= 4.64∠79.4° ohms secondary

www.drgilany.com



SYSTEM DATA:

GREEN VALLEY - BLUE RIVER TRANSMISSION LINE
SYSTEM VOLTAGE 230Kv
SYSTEM EARTHING SOLID
CT RATIO 1200/5
VT RATIO 230000/115
LINE LENGTH 100Km
LINE IMPEDANCE
Z1 = 0.089 + J0.476 OHM/Km
Z0 = 0.426 + J1.576 OHM/Km
FAULT LEVELS
GREEN VALLEY SUBSTATION BUSBARS MAXIMUM 5000MVA, MINIMUM 2000MVA
BLUE RIVER SUBSTATION BUSBARS MAXIMUM 3000MVA, MINIMUM 1000MVA

Relay zone 1 reach = KZ1 x KZPh x 5 /I_n

www.drgilany.com

The relay coarse reach KZPH should be set to the nearest value below the required Z_1 reach . It is important to set KZPH as high as possible . since the current setting of relay current level detectors is inversely proportional to KZPH and it is best to have relay sensitivity as high as possible

KZPH settings 0.040 to 1.0 in step of 0.01

Therefore . select KZPH = 1.0

KZ1 settings 1.0 to 49.98 in steps of 0.02

Required zone 1 multiplier setting KZ1= $\frac{Required\ Zone\ 1\ Reach}{KZPH/\ \mathrm{In}}$

= 4.64
Therefore , select KZ1= 4.64

Relay characteristics angle THETA ph settings 50° to 85° in 5° steps
Therefore, select THETA Ph =80°
Actual zone 1 reach settings = $4.64\angle 80°$ ohms secondary

Zone 2 Reach Settings:

Required Zone 2 impedance =
(Green Vally – Blue River)line impedance + 50%(Blue River- Rocky Bay line impedance)

=(100 +30)x $0.484\angle 79.4°$ x0.12
= $7.56\angle 79.4°$ ohms secondary

Relay Zone 2 reach = KZ2 x KZPh x 5 /I_n
KZ2 settings 1.0 to 49.98 in steps of 0.02

Required Zone 2 multiplier setting KZ2 =$\frac{Required\ Zone\ 2\ Reach}{KZP\times 5\ /\mathrm{In}}$

www.drgilany.com

= 7.56

Therefore , select KZ2=7.56
Actual zone 2 reach setting =7.56∠80°

Zone 3 reach settings:

Required Zone 3 forward impedance =
(Green valley-Blue River +Blue River-Rocky Bay) x 1.2

= (100+60)x1.2x0.484∠79.4° x 0.12

=11.15∠79.4° ohms secondary

Relay Zone 3 forward reach =KZ3 xKZPh x 5/ I_n

KZ3 setting 1.0 to 49.98 in steps of 0.02

Required Zone 3 forward reach setting multiplier KZ3

$$= \frac{Required\ Zone\ 3\ forward\ Reach}{KZPh \times 5\ /\mathrm{In}}$$

= 11.15

Nearest KZ3 setting 11.14

Actual Zone 3 forward reach setting
= 11.14 x 1 x5/5∠80°

= 11.14 ∠80° ohms secondary

Required zone 3 reverse reach impedance = typically 10% zone 1 reach
= 0.1 x 4.64∠79.4°

www.drgilany.com

= 0.464∠79.4°

Relay Zone 3 reverse reach = KZ3' x KZPh x 5/ I_n

KZ3' settings 0.2 to 49.9 in steps of 0.1

Required Zone 3 reverse reach setting multiplier KZ3' =

$$= \frac{Required\ Zone\ 3\ reverse\ Reach}{KZPh \times 5\ /\mathrm{In}}$$

= 0.46

Therefore , select KZ3' = 0.5

Actual Zone 3 reverse reach setting = 0.5∠80° ohms secondary

Earth fault residual compensation settings

Residual compensation factor KN = $\frac{(\mathrm{ZL0} - \mathrm{ZL}\ 1)}{3\ \mathrm{ZL1}}$

$Z_{L0} - Z_{L\,1}$ = (0.426 +j1.576)- 0.089+j0.476

= 0.337+j1.1

= 1.15∠72.9°

KN = $\frac{1.15\angle 72.9°}{3\times 0.484\angle 79.4°}$ =0.79∠ − 6.5°

Residual compensator setting KZN =$\frac{(\mathrm{ZL0} - \mathrm{ZL}\ 1)}{3\ \mathrm{ZL1}} \times KZPh$

KZN =0.79∠ − 6.5° x 1∠80°

= 0.79∠73.5°

www.drgilany.com

KZN settings 0 to 1.36 in steps of 0.001

Therefore , select KZN =0.79 and THETA N =75°

Power swing blocking With the permissive overreach scheme POR 1, the power swing blocking characteristic Z6 is set concentric with the Zone 3characteristic ,So that if the measured impedance locus travels into Z6 characteristic but takes longer than timer TZ6 setting to pass through into the zone 3 characteristic, The Power Swing Blocking unit will operate . The Power Swing Blocking unit is arranged to block under certain system conditions and can be preset to block one or more of the relay zones .

The recommended settings for The Power Swing Blocking characteristic Setting (see Section 16.0) are:

Z6 forward reach = 1.3 x zone 3 forward reach

= 1.3 x11.14$\angle 80°$

=14.48$\angle 80°$ ohms secondary

Z6 forward reach = KZ6 x KZPh x 5/ I_n

KZ6 = 14.48

KZ6 setting 1.0 to 49.98 in steps of 0.02

Therefore, select KZ6 = 14.48
Actual Z6 forward reach = 14.48$\angle 80°$ ohms secondary

Z6 reverse reach = 0.3 Zone 3 forward reach + Zone 3 reverse reach

www.drgilany.com

= (0.3 x 11.14∠80°) +0.46 ∠80°

= (3.34 +0.46) ∠80°

= 3.8∠80°

Z6 reverse reach = KZ6' x KZPh x 5/ I_n

KZ6' settings 0.2 to 49.9 in steps of 0.1

Therefore, select KZ6'=3.8

Actual Z6 reverse reach = 3.8∠80° ohms secondary

TZ6 timer settings 20 to 90 ms in steps of 5 ms

Recommended TZ6 setting 50 ms

www.drgilany.com

5 الفصل الخامس

وقايـــــــة محـــولات القوى الكهربية

كلما زادت أهمية العنصر فى منظومة القوى الكهربية، كلما زاد الاهتمام بحمايته من تأثير الأعطال التى يمكن أن يتعرض لها، ولذا فالمولد مثلاً هو أكثر عناصر المنظومة حماية، ويلى المولدات فى الأهمية المحولات الكهربية، خاصة أن المحولات أكثر انتشاراً فى الشبكة من المولدات، ولذا يجب فهم خصائصها جيداً وفهم الطرق المتنوعة لحمايتها.

وتتفاوت أساليب الحماية المتبعة فى المحولات تبعا لمستوى القدرة فى كل محول، فالمحولات الصغيرة ربما يكتفى فقط باستخدام الفيوز كحماية رئيسية لها، بينما تعدد مستويات الحماية فى المحولات الكبيرة منها الوقاية التفاضلية، الـ OC، والـ EF، غيرها.

5-1 أعطال منظومة القوى

تنقسم وقاية المحول إلى:

أ. وقاية رئيسية

1- الوقاية التفاضلية Differential
2- الوقاية ضد التسرب الأرضي المحدد Restricted earth fault
3- الوقاية الغازية Buchholz
4- الوقاية الاتجاهية لزيادة التيار Directional overcurrent
5- الوقاية ضد زيادة التيار اللحظي Short circuit element

ب. وقاية احتياطية

6- الوقاية ضد زيادة التيار الزمني Overcurrent

www.drgilany.com

7- الوقاية ضد التسرب الأرضي Earth fault protection

8- الوقاية ضد ارتفاع حرارة الملفات Winding Temperature

ويوجد بالمحولات ذات القدرة العالية خاصة المستخدمة فى محطات توليد الكهرباء مجموعة أخرى من الوقايات الميكانيكية مثل الوقاية من الارتفـــــــــاع اللحظى والمستمر لضغط الزيت (Pressure Relief, Sudden Pressure) داخل المحول بالإضافة للوقاية من زيادة درجة حرارة زيت المحول. وهذا التنوع الكبير في أنواع الأجهزة ناتج بالطبع من تنوع الأعطال في المحولات.

5-1-1 أسباب الأعطال

تتنوع أنواع الأعطال بالمحول، فبعضها نادر مثل Phase to phase، و مثل الأعطال بين لفات الـ Phase الواحد والتى تسمى Interturn Fault، وهذه النوعية من الأعطال (شكل 5-1) تكون نادرة فى المحولات المستخدمة فى الجهود المنخفضة، بينما يزداد وجودها فى حالة المحولات التى تتصل بخطوط النقل ذات الجهد العالى بسبب تعرض لفات المحول خاصـــــــــة النهائية لـ Impulse Voltages ذات القيم العالية جداً مقارنة بـ Rated Voltage للمحول.

شكل 5-1

أما أخطر الأعطال وأكثرها حدوثا فهي الأعطال الأرضية حين ينهار العزل بين ملف والأرض، فيحدث تدمير شديد للملفات كما في شكل 5-2.

www.drgilany.com

شكل 5-2 الأعطال الأرضية

وبعض الأعطال يمكن أن تحدث فى القلب الحديدي Core Faults، وذلك نتيجـــــة مرور الـ Eddy Currents العالية، التى تسبب سخونة للقلب الحديدي، خاصة عند مسامير الربط، ولحسن الحظ فمثل هذه الأعطال – خاصة فى المحولات الزيتية – تسبب سخونة للزيت وتحلله، وهذا ما يسهل اكتشاف هذا العطل من خلال Buchholz Relay كما سيأتى شرحه لاحقاً.

وأخيراً، فهناك أعطال تحدث فى المحولات الزيتية خاصة بخزان الزيت Tank Fault حيث قد يتسرب الزيت من خلال شروخ، أو كسور فى الجسم، ويمثل تسرب الزيت كما في شكل 5-3 علامة خطر كبيرة لهذه المحولات كما هو معروف.

شكل 5-3 تسرب الزيت

www.drgilany.com

وبالإضافة للأعطال السابقة فمنظومة الحماية في المحولات يجب أيضا أن تكون مسئولة عن حماية المحول من الأعطال الخارجية أو ما يسمى بالـ Through Faults، التي قد تسبب أيضا ارتفاعاً في حرارة المحول، تماما مثل الأعطال الداخلية. ومعلوم أن لكل electrical equipment يوجد الـ damage curve or capability curve وهو منحنى يعطى العلاقة بين قيمة تيار العطل وأقصى زمن تتحمله المعدة عند مرور هذا التيار العالى بها.

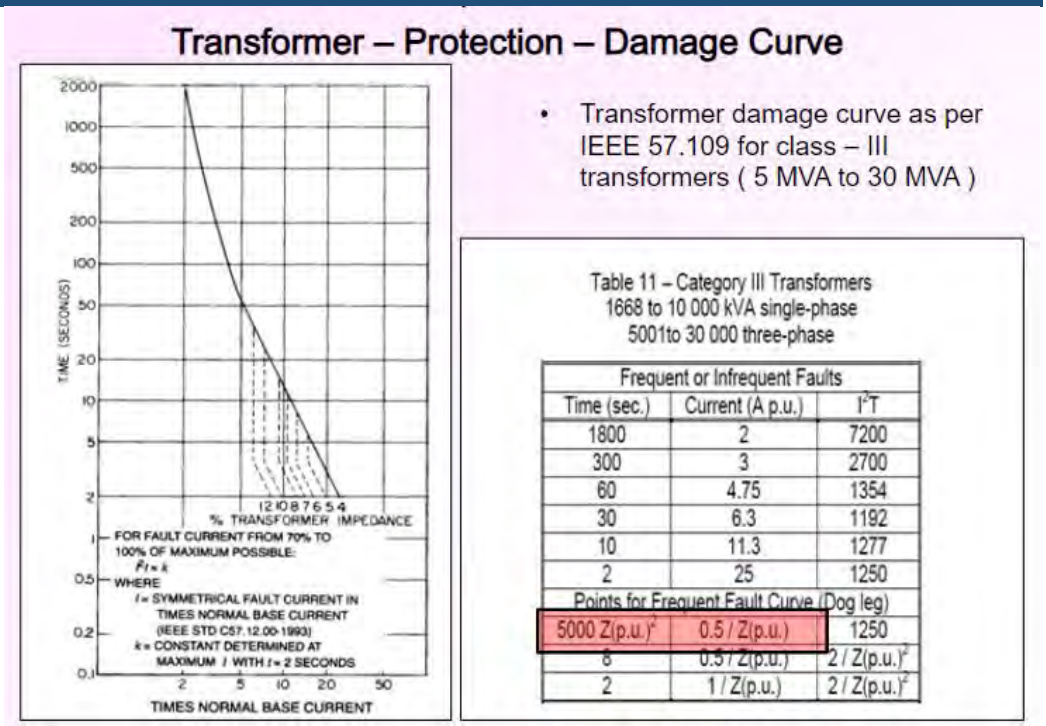
ووفقا للـ ANSI code تم تقسيم المحولات إلى أربع مجموعات وكل مجموعة لها الـ Curve الخاص بها كما في الجدول 5-1.

جدول 5-1

ANSI/IEEE TRANSFORMER OVERLOAD-THROUGH-FAULT STANDARD CATEGORIES		
CATEGOARY	KVA RATINGS	
	SINGLE PHASE	THREE PHASE
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1668 - 10,000	5001 - 50,000
IV	ABOVE 10 MVA	ABOVE 30 MVA

ومن المنحنى والجدول فى الشكل 5-4 نرى أنه إذا مر بالمحول تيار عطل (سواء كان العطل داخليا أو خارجيا) وكان هذا التيار يعادل 5 أمثال التيار الطبيعي فإن محول له impedance 4% يمكنه تحمل هذا التيار لفترة زمنية قدرها 50 ثانية. بينما لو كان تيار العطل يعادل ضعف قيمة التيار الطبيعي فيمكن للمحول تحمله لمدة 1800 ثانية (نصف ساعة).

www.drgilany.com



شكل 5-4

ومن هذه المقدمة نعلم أن جميع منحنيـــــــــات أجهزة الوقاية يجب أن تقع تحت منحنى الـ Damage curve لضمان فصل المحول قبل تجاوز زمن الخطر.

5-2 الوقاية التفاضلية

معلوم أن الـ Overcurrent Relays – التى درسناها فى الفصل الثالث – لن تصلح أن تكون وقاية أساسية للمحول بسبب عدم قدرتها على تمييز مكان العطل، حيث سيظل جهاز Overcurrent عاجزاً عن تمييز مكان العطل، وهل هو داخل العنصر المراد حمايته أم خارجه، لأنه بمجرد زيادة التيار عن قيمة الضبط فإن الـ OC Relay سيعمل بغض النظر عن مكان هذا العطل.

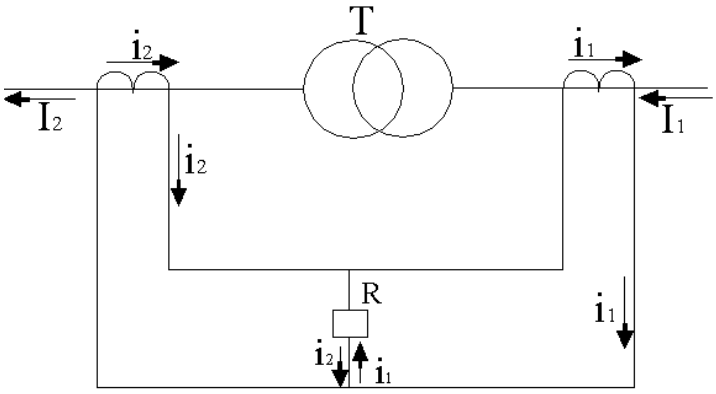
كانت هذه المشكلة وغيرها الدافع الأساسي للتفكير في أسلوب وقاية مختلف، وهو ما عرف بالوقاية التفاضلية Differential Protection والتي تتميز بالقدرة على التمييز بين الأعطال داخل منطقة الحماية وخارجها، ولذا فهي تعرف أحياناً بوقاية الوحدة Unit Protection لأنها قادرة على حماية وحدة واحدة من الشبكة. فقد تكون هذه الوحدة هي المولد نفسه، وقد تكون المحول، وربما كانت أحد خطوط النقل القصيرة، وفى كل

www.drgilany.com

الأحوال فإن Differential Relay لن يعمل إلا إذا كان العطل داخل العنصر المراد حمايته فقط. وفى هذا الفصل نقدم شرحاً وافياً لفكرة عمل هذا النوع من الوقاية وكيفية ضبطه، وأهم المشاكل التي يواجهها، و سبل التغلب على هذه المشاكل.

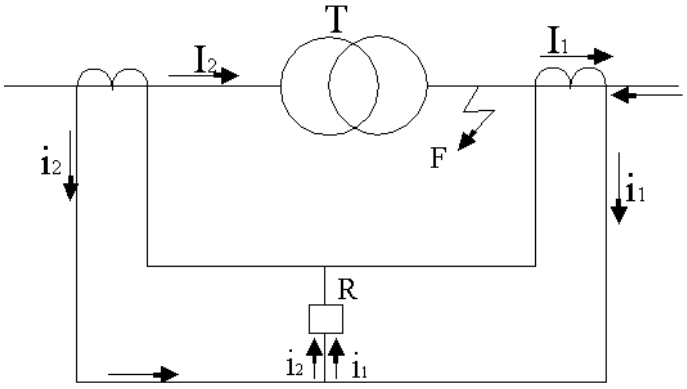
5-2-1 المبادئ الأساسية للـوقاية التفاضلية

الفكرة الأساسية لهذا النوع من الوقاية تتضح من الشكل 5-5. وكما هو واضح فإن التيار الداخل إلى جهاز الوقاية هو الفرق بين التيار الداخل للعنصر المراد حمايته والتيار الخارج من نفس العنصر $(I_1 - I_2)$ ويسمى هذا التيار بـ Differential Current. ففي الظروف الطبيعية بدون أعطال لابد أن يكون $I_1 = I_2$، وبالتالي فالتيار الداخل لجهاز الوقاية R يساوى صفرا.



شكل 5-5 مبادئ الوقاية التفاضلية

أما في حالة وجود عطل داخل العنصر المراد حمايته فإن تيار الدخول حتماً سيختلف عن تيار الخروج في المقدار والاتجاه، وهذا سيحدث فرقا يسبب تشغيل جهاز الوقاية كما في الشكل 5-6.

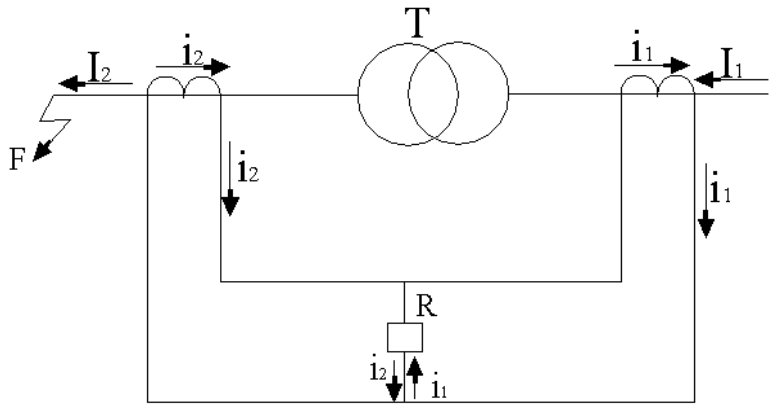


شكل 5-6

www.drgilany.com

ومن هذا الشرح البسيط يمكن فهم معنى تسميته باللغة الإنجليزية Differential Protection لأن الجهاز كما هو واضح ينظر دائماً إلى "**الفرق**" بين تيار الدخول والخروج. لاحظ أيضا أن حدود المنطقة المحمية Protected zone تتحدد بمكان وجود الـ CTs.

لاحظ أيضا أن الجهاز لا يتأثر بالأعطال External Faults، و من هنا جاءت تسميته Unit Protection لأنه يحمى وحدة واحدة فقط التي تقع داخل حدود العنصر المراد حمايته، فرغم أنه من الممكن مرور تيار عالى خلال العنصر المراد حمايته بسبب هذا العطل الخارجى، إلا أن تيار الدخول للعنصر سيظل مساوياً لتيار الخروج، وبالتالي فالتيار الداخل للـ Differential Relay يساوى صفر، وبالتالي فهو لا يتأثر بـ External Faults كما في الشكل 5-7.



شكل 5-7

5-2-2 المشاكل العملية التى تواجه الوقاية التفاضلية

نظام الوقاية الذي شرح في الجزء السابق يعانى من عدة مشاكل عملية تستلزم إدخال بعض التعديلات. وأول هذه المشاكل أن تيار الدخول يختلف فعلاً عن تيار الخروج، حتى في الظروف الطبيعية، ولا يساوى صفراً، وذلك لعدة أسباب:

- ✓ منها عدم تماثل محولي التيار، فحتى لو كانا من شركة واحدة فسيظل بينهما فروق تجعل التيار في الجانب الثانوي لكل منهما مختلف عن الآخر، حتى لو كان التيار الابتدائي متساوياً تماماً، وهذا يعزى أحياناً لعيوب التصنيع. والأمر أكثر صعوبة فى حالة تشبع أحد المحولين.
- ✓ ومن هذه الأسباب أيضا تيارات المكثفات الشاردة Stray Capacitance المرتبطة بالعنصر المراد حمايته، فقد تكون هذه التيارات بسبب الكابلات أو العوازل في العنصر المراد حمايته، وهذه المكثفات

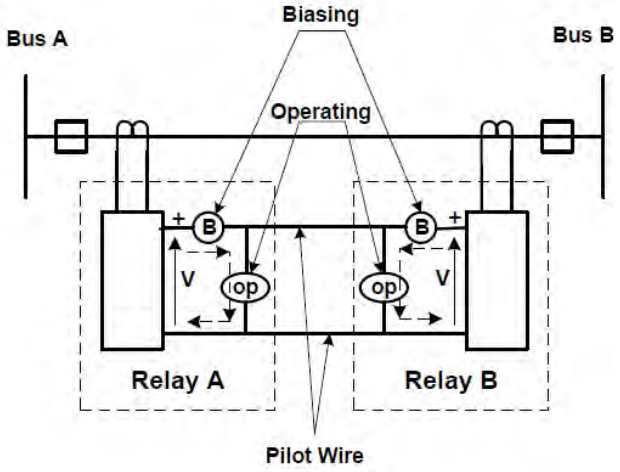
www.drgilany.com

يتسرب من خلالها جزء من تيار الدخول إلى الأرض، مما يترتب عليه اختلاف تيار بداية الكابل عن تيار نهاية الكابل، لاسيما عند التحميل الخفيف، فبعض الكابلات (كابل السبتية 220 kV مثلا) يصل قيمة هذا التيار إلى 13 أمبير لكل كم، وهذا يعنى أن تيار بداية الخط سيكون أعلى من تيار نهاية الخط بقيم عالية (تفوق أحيانا 100 أمبير) مما يتسبب أحيانا في خداع الوقاية التفاضلية.

ومن الأسباب التي تؤدى إلى حدوث اختلاف بين تيارى الدخول والخروج أثناء ظروف التشغيل العادية – أي في غير حالات الأعطال – حدوث تشبع saturation لمحولات التيار في إحدى جهتى جهاز الحماية، وذلك نتيجة لواحد من الأسباب التالية:

- ✓ حدوث Motor high starting current (خاصة فى شركات الأسمنت أو الحديد والصلب)، وهنا سيظهر سبب جديد لتشبع محولات التيار وهو وجود الـ DC Component في تيار البدء، الذى يكون أحيانا يكون كافيا لعمل Saturation لمحولات التيار ومن ثم فصل خاطئ جديد.
- ✓ حدوث فصل مفاجئ لـ Large reactive load متصل على جهة الثانوى لمحول بينما لايزال جهة الابتدائى متصلة بالمصدر، فعند ذلك سيرتفع الجهد على هذا المحول ويحدث له Overexcitation فيزيد تيار الابتدائي بشدة ويحدث تشبع لمحولات التيار في هذه الجهة. لكن هذه الحالة تتميز بارتفاع في قيم الـ Odd harmonics، فالـ Fundamental تمثل تقريبا 52% يليها التوافقية الثالثة (حوالى 26%) ثم الخامسة (حوالى 11%). فأما التوافقية الثالثة 3^{rd} Harmonic فلا نستطيع الاعتماد عليها ولا على مضاعفاتها بسبب وجود Delta Connection التي تدور بداخلها هذه التوافقيات ولا تظهر على أطراف المحول، ومن ثم يستخدم التوافقية الخامسة 5^{th} harmonic للتمييز بين حالة الـ Over Excitation وبين الأعطال العادية، حيث ترتفع قيمتها جدا أثناء حدوث الـ Overexcitation .
- ✓ ومن الأسباب أيضا اختلاف أطوال الـ Pilot wires المستخدمة في توصيل أجهزة الوقاية الخاصة بخطوط النقل القصيرة لاسيما إذا كان الجهاز قد تم ضبطه على قيم حساسة. علما بأننا في حالة استخدام الوقاية التفاضلية لوقاية الخطوط فإننا نستخدم جهاز منفصل عند كل جهة كما في الشكل التالى وليس جهاز تفاضلى واحد للخط كما قد يظن البعض.

www.drgilany.com



الوقاية التفاضلية للخطوط

- ✓ يمكن أن يحدث التشبع في أحد محولات التيار في ظل ظروف طبيعية للتشغيل عند حدوث عطل خارجي فهناك احتمال أن يحدث تشبع (Saturation) لأحد محولي التيار مما يترتب عليه انخفاض قيمة التيار الذي يقرأه هذا المحول بدرجة كبيرة، رغم ارتفاع التيار في جانبه الابتدائي (راجع الفصل الثانى). وعلى هذا سيحدث لا محالة فرق كبير بين تيارى الدخول والخروج قد يترتب عليه حدوث فصل خاطئ. انظر علاج هذه المشكلة في الفصل السادس من هذا الكتاب عن الحديث عن استخدام الوقاية التفاضلية مع المولدات.

5-2-5 مشاكل الوقاية التفاضلية مع الـمحـولات

عند استخدام Differential Relay لوقاية محول، فستظهر عدة مشاكل أخرى بالإضافة إلى جملة المشاكل السابقة التى ذكرناها:

- ☒ منها وجود فروق طبيعية بين التيار الداخل والخارج إلى المحول نتيجة اختلاف عدد لفات الملف الابتدائي عن الثانوي في المحولات، و هذه المشكلة يمكن حلها باستخدام قيم مختلفة للـ CTR فى الابتدائي عنه فى الثانوي.
- ☒ ومنها أيضا أن بعض المحولات تكون مزودة بما يسمى مغير النسبة TAP Changer، وغالباً يكـــــون من النـــــــوع الذى يستخدم أثناء وجـــــود المحـــــــول فى الخدمة On-Load

www.drgilany.com

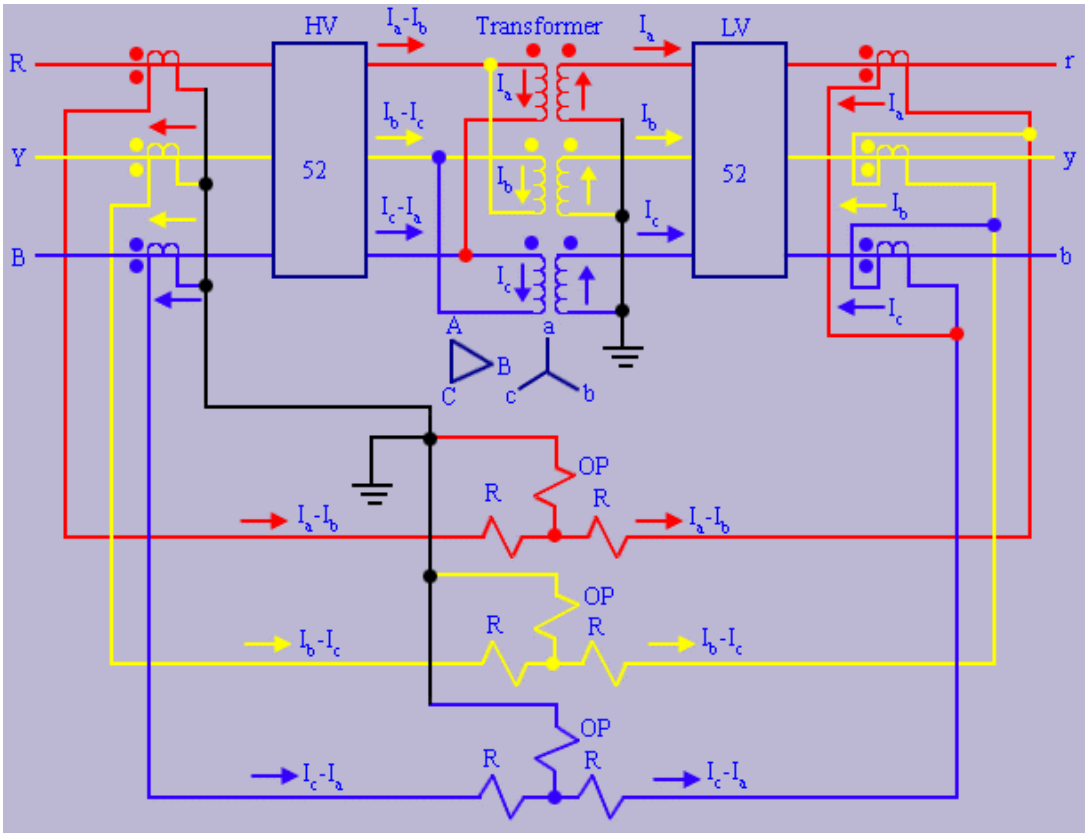
TAP Changer مما يترتب عليه تغير قيمة تيار الجـــــــانب المزود بـ TAP Changer دون حدوث تغير فى الجانب الآخر، وهذا إذا لم يؤخذ فى الاعتبار فإنه يمكن أن يسبب فصل خاطئ، و هذا يعالج في الأجهزة القديمة بضبط القيم مستخدمـــــين CT ratio matching TAPs التي تظهر قيمها في شكل 5-11، ويعالج أحيانا باختيار Slope مناسب لتجنب أكبر خطأ متوقع. وأصبح الآن يعالج بـ software بسيط داخل أجهزة الوقاية الرقمية.

شكل 5-11

- وبالطبع من أهم أسباب الفصل الخاطئ للمحولات مرور تيار الـ Inrush Current كما سندرسه تفصيلا في هذا الفصل.
- ومن الأسباب أيضا حدوث الـ Sympathetic inrush بمعنى مرور تيار الـ Inrush في محول موجود بالفعل داخل الخدمة أثناء إدخال محول آخر إلى الخدمة . وسبب الفصل هنا يختلف عن سبب الفصل في الحالة السابقة لكن كلاهما يسبب فصلا خاطئا للمحول.
- وهناك مشكلة تتعلق بطريقة توصيل المحولات الثلاثية وهل هى مثلاً Y-Y أم Y - Δ (دلتا-ستار)، (ستار-دلتا) أو غيره، وكل طريقة من هذه الطرق تنشأ علاقة بين التيار الابتدائي والثانوي

مختلفة فى القيمة والاتجاه عن الطرق الأخرى، وهذا الـ Phase Shift يمكن تجاوز تأثيره بتوصيل محولات قياس التيار (CT) فى الجانب ستار على شكل دلتا، والعكس بالعكس وهذه قاعدة هامة وضرورية فى توصيل وقاية المحولات، وتتضح أكثر فى الشكل 5-12، والمثالين التاليين.

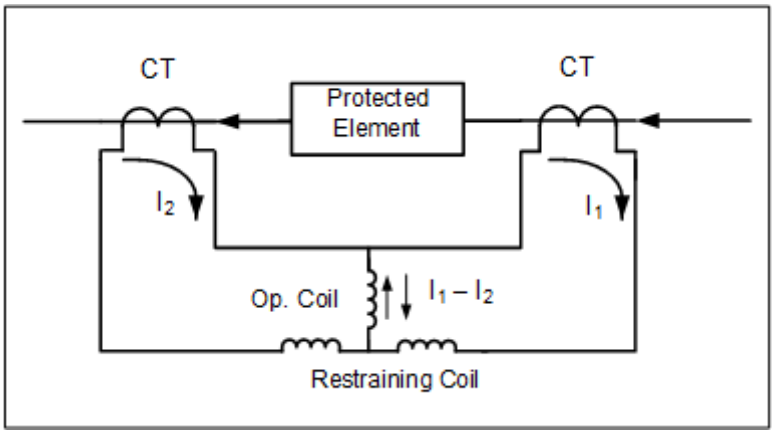
☒ ويمكن اعتبار اختلاف الـ Polarity لمحولات التيار أحد أهم الأسباب أيضا للفصل الخاطئ لاسيما بعد انتهاء أعمال الصيانة. ولضمان صحة التوصيل تذكر دائما قاعدة توصيل الـ Polarity الخاصة بمحولات الـ CT وهى نقطة دخول التيار إلى الابتدائي هي نقطة خروج التيار فى الثانوي.



شكل 5-12

www.drgilany.com

ولعلاج هذه المشاكل فقد أجريت على الفكرة المبسطة التى قدمت فى شكل 5-5 عدة تعديلات لتصبح فى صورة معدلة كما فى الشكل 5-8.



شكل 5-8 Modified Differential Relay

الآن، جهاز الوقاية يمر فيه عدة تيارات مختلفة:

الأول وهو الـ Differential Current ويساوى

Eq. 5-1: $I_{op}= (I_1 - I_2)$

ويسمى أيضا تيـار التشـغيل Operating Current ويمر فى ملف التشغيل Operating Coil (الملف الرأسى فى الشـــكل 5-8)، لكن الجديد الآن أن العزم الناتج عن هذا التيار سيجد عزما مقاوما Restraining Torque ناشئا من تيارين آخرين كلا منهما يساوى

Eq. 5-2: $I_{Res} = \frac{I_1+I_2}{2}$

ويسمى هذا التيار بـ Restrain current و سينتج عزما مقاوما يتناسب مع قيمة هذا التيار.

فإذا تغلب عزم التشغيل على عزم المقاومة فسيقوم الجهاز بفصل الدائرة والعكس بالعكس. وعادة يكون عدد لفات ملف المقاومة أقل من عدد لفات ملف التشغيل.

لاحظ الآن أنه في حالة حدوث فرق بسيط (فرق طبيعي) بين تياري الدخول والخروج فلن يتسبب في أي مشكلة، وكذلك لو نشأ هذا الفرق بسبب عدم تماثل محولي التيار. والسبب في ذلك يتضح من المثال الآتي:

www.drgilany.com

مثال 5 -1

فلو فرضنا أن I_{in} =5A وأن I_{out} =4.5 A، **أوجد قيمتى عزم التشغيل وعزم المقاومة.**

عزم التشغيل يتناسب مع تيار يساوى:

$$I_{op} = (5 - 4.5) = 0.5A$$

كما أن عزم المقاومة سيتناسب مع تيار يساوى

$$I_{Res} = \frac{5+4.5}{2} = 4.7A$$

وبالتالي فرغم وجود فرق يصل إلى 0.5 أمبير بين تيارى الدخول والخروج إلا أن الجهاز ظل ثابتاً لا يعمل، وهذا هو المطلوب منه فعلاً فى مثل هذه الحالات. أما إذا كان العطل فى داخل العنصر المراد حمايته فينشأ فرق كبير بين تيارى الدخول والخروج فمثلاً قد يصبح:

$$I_{out} = 1 \text{ A} \quad \& \quad I_{in} = 20 \text{ A}$$

فعندها يصبح عزم التشغيل يتناسب مع تيار يساوى

$$I_{op}=20 - 1 = 19 \text{ A}$$

بينما عزم المقاومة يتناسب مع تيار يساوى

$$I_{Res} = \frac{20+1}{2} = 10.5A$$

وبالتالي يحدث فصل للدائرة كما هو مطلوب فعلاً. ويسمى الجهاز بعد هذه التعديلات Percentage Differential Relay، و يسمى أيضا Biased Differential Relay.

ملحوظة: فى حالة العطل الداخلى هناك احتمالان:

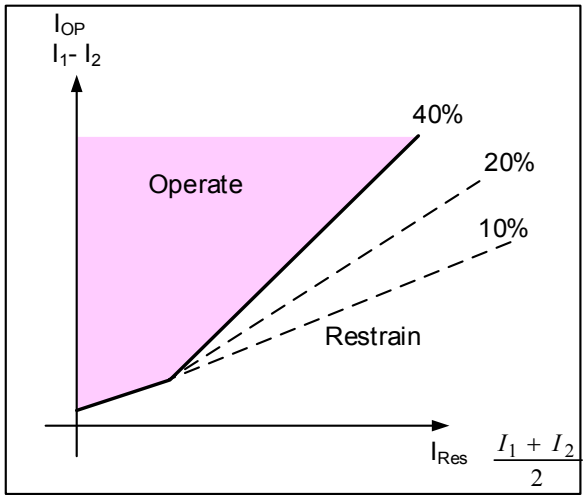
- أن يكون هناك تغذية من الاتجاهين وعندها سيكون التيار المار في Operating Coil هو مجموع التيارين لأن التيار ينعكس اتجاهه فى محول التيار الثانى.

www.drgilany.com

- لكن الحالة الأصعب تكون فى عدم وجود تغذية من الجهة الأخرى، ففى هذه الحالة سيتوزع بين الـ SC، وبين الحمل، لكنه فى الغالب يكون هناك فرقا يكفى للتشغيل.

5-2-4 ضبط ميل منطقة التشغيل

العلاقة بين تيار التشغيل وتيار المقاومة في هذا النوع تظهر كما فى الشكل 5-9، حيث يلاحظ فى هذا النوع أن تيار التشغيل I_{op} لابد أن يتجاوز نسبة مئوية ثابتة من تيار المقاومة I_{Res}. لذلك سميت Percentage Differential.



شكل 5-9 الميول المختلفة المحددة لمنطقة التشغيل

و ميل (Slope) هذه العلاقة يمثل بصورة غير مباشرة نسبة الأخطاء التى تسبب عدم التماثل بين تيارى الدخول والخروج، و يقاس بالنسبة المئوية حسب Eq. 5-3 .

Eq. 5-3: $K = \frac{I_{op}}{I_{Res}}$

وهذا الـ Slope قد يكون 10% أو 20% أو 40% بمعنى أن تيار التشغيل يلزم له أن يكون مثلا 10% من تيار المقاومة حتى يبدأ الجهاز فى العمل. وفى بعض الأجهزة يكون الميل مكونا من جزئين كما فى الشكل 5-9.

www.drgilany.com

واضح أنه كلما انخفض قيمة الميل كلما كان الجهاز أكثر حساسية للتشغيل. بمعنى آخر، كلما انخفضت قيمة الميل كلما كانت نسبة الأخطاء المتوقعة صغيرة و هى التى تؤخذ عادة فى الاعتبار مثل عدم تماثل CT مثلاً.

لاحظ الارتفاع الصغير عن الصفر بالنسبة I_{op} عند بداية التشغيل، وهو ضرورى كمساحة أمان من التشغيل الخاطئ لذلك سميت Biased Differential، كما أنها تؤمن التغلب على الاحتكاك فى الأجهزة التقليدية. وعادة يتم ضبط I_{op} للعمل على قيم صغيرة جداً تبدأ من ربع أمبير.

ملحوظة: نسبة 10% قد تساوى فى بعض الأجهزة حوالى 0.2A ويسمى هذا أقل تيار تشغيل Minimum Pickup current. أما زمن التشغيل فى مثل هذه الأجهزة فيتراوح بين 25 إلى 150 مللى ثانية ولكن حدث مؤخرا تقليل كبير فى هذا الزمن خاصة مع استخدام أجهزة الوقاية الرقمية الحديثة لعدم وجود أجزاء ميكانيكية متحركة مسئولة عن إيجاد إشارة فصل المفاتيح مما ساهم فى زيادة سرعة أجهزة الوقاية التفاضلية على المحولات حيث وصلت فى بعض أجهزة الوقاية الرقمية الحديثة إلى أقل من 2 Cycles.

مثال 5 -2

لو فرضنا أن Differential Relay له ميل يساوى 10% كما فى الشكل 5-10. ثم فرضنا أن عطلاً داخل منطقة الحماية قد حدث خلال مقاومة عالية، بحيث أن الفرق بين التيارين الداخل والخارج لم يكن كبيراً فقد كان التيار الداخل يساوى 320A، بينما التيار الخارج يساوى 304A. فإذا فرضنا أن نسبة تحويل محولات التيار CTR كانت تساوى 5 :400، فهل سيشعر هذا الجهاز بذلك العطل أم لا؟

الحل:

$$I_1 = \frac{320 \times 5}{400} = 4A$$

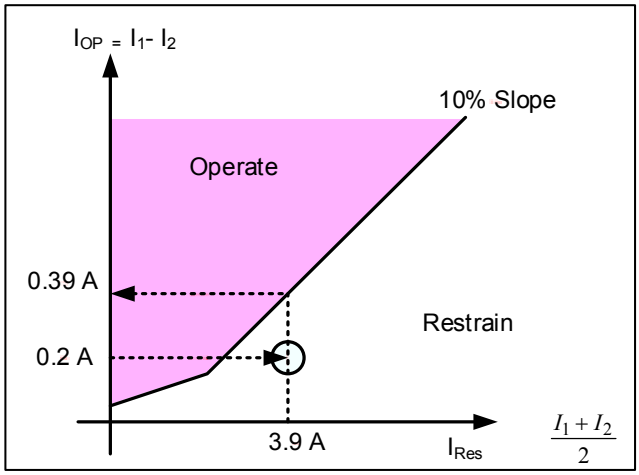
$$I_2 = \frac{304 \times 5}{400} = 3.8A$$

$$I_{op} = I_1 - I_2 = 0.2A$$

$$I_{reset} = \frac{I_1 + I_2}{2} = 3.9A$$

وبتوقيع هذه النقطة(0.2A & 3.9A) (على الرسم، نجد أنها تقع فى منطقة Restrain (أسفل الخط المائل) كما فى الشكل 5-10 بمعنى أن الجهاز لن يشعر بهذا العطل.

www.drgilany.com



شكل 5-10

وبالطبع هذه مشكلة تحتاج لحل.

Example

A 3-phase transformer having line-voltage ratio of 0.4KV/11KV is connected in star-delta and protective transformer on the 400 V side have a current ratio of 500/5. What must be the ratio of the protective transformer on the 11 KV side?

Solution.

Figure below shows the circuit connections for star/delta transformer, CTs will be connected in delta on 400 V side (i.e. star side of power transformer) and in star on 11,000 V side (i.e. delta side of power transformer).

Suppose the line current on 400 V side is 500 A.

∴ Phase current of delta connected CTs on 400 V side

$= 5$ A

Line current of delta connected CTs on 400 V side

$= 5 \times \sqrt{3} = 5\sqrt{3}\ A$

This current (i.e. $5\sqrt{3}\ A$) will flow through the pilot wires. Obviously, this will be the current which flows through the secondary of the CTs on 11000 V side.

∴ Phase current of star-connected CTs on 11000 V side

$= 5\sqrt{3}\ A$

If I is the line current on 11000 V side, then

Primary apparent power = secondary apparent power

www.drgilany.com

Or

$$\sqrt{3} \times 400 \times 500 = \sqrt{3} \times 11000 \times I$$

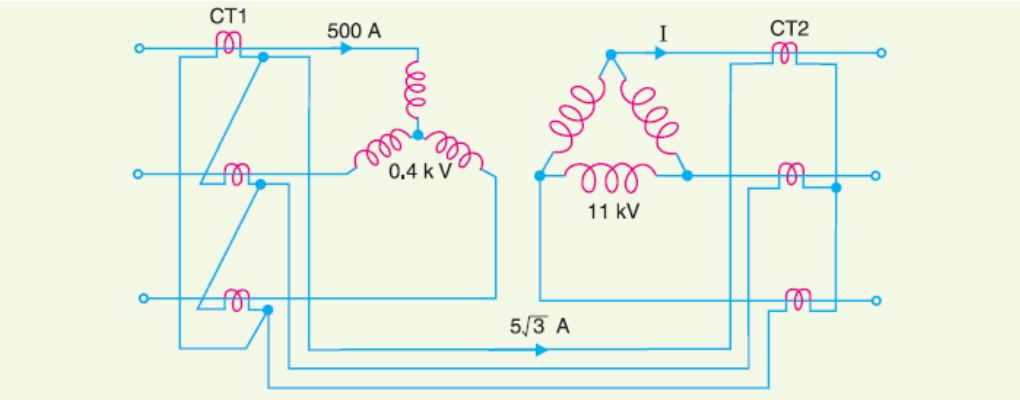
Or

$$I = \frac{\sqrt{3} \times 400 \times 500}{\sqrt{3} \times 11000} = \frac{200}{11}\ A$$

∴ C.T. ratio of CTs on 11000 V side

$$= \frac{200}{11} : 5\sqrt{3} = \frac{200}{11 \times 5\sqrt{3}} = \frac{10.5}{5} = 10.5 : 5$$

والمثال التالي يوضح تفصيلا **طريقة حساب قيم الضبط في** محولات 1-phase transformers.



مثال 5 -3

بفرض وجود محـــــــول بقدرة 20 ميجا فولت أمبير وجهده 69/110 kV، يتكون من Three – Single Phase units، والمحول مركب عليه TAP changer under load يمكنه أن يغير نسبة التحويل على خطوات أثناء التحميل بنسبة أقصاها -5% إلى +5%. ويراد حمايته بواسطة جهاز Differential Relay. و المطلوب أن نعرف:

1. كيفية اختيار قيمة CTR المناسبة على جانبى المحول.
2. كيفية اختيار الميل المناسب Percentage Slope لجهاز الوقاية (النسب المتاحة هى 10%، 20%، 40%).
3. تحديد ما هو أقل تيار فى الابتدائي يمكنه أن يسبب تشغيل جهاز الوقاية.

www.drgilany.com

والقيم المستخدمة هنا في هذا المثال هى 5:3 و 5: 4 و 5:4.5 و 5:4.8 و 5:4.9 و 5: 5 و 5:5.1 و 5:5.2 و 5:5.5.

الحل

1- اختيار الـــ CTR المناسبة فى المحولات

1- نحسب أولاً قيم التيارين الابتدائي والثانوي فى الوضع الطبيعي

$$I_p = \frac{20\,MVA}{69\,KV} = 289.8A$$

$$I_S = \frac{20MVA}{110\,KV} = 181.8\,A$$

وهنا تظهر المشكلة الأولى التى أشرنا إليها سابقاً فى الجزء 5-3 وهى اختلاف تيار الابتدائي عن الثانوي حتى فى الظروف الطبيعية، ولذا نختار قيمة مختلفة للـ CTR فى كل جانب بحيث تنتج تيارا فى الثانوي أقرب إلى 5A، وفى هذه الحالة فأقرب النسب القياسية للـ CTs فى هذا المثال هى:

$$CTR_P = \frac{300}{5}$$

$$CTR_S = \frac{200}{5}$$

3- وباستخدام هذه النسب سيكون:

$$I_P^{\backslash} = 289.8 * \frac{5}{300} = 4.83\,A$$

$$I_S^{\backslash} = 181.8 * \frac{5}{200} = 4.54\,A$$

وهنا تظهر مشكلة جديدة، وهى أن قيم التيار فى الجانبين لا تزال متباعدة رغم استخدام CTRs مختلفة وتسمى هذه المشكلة بالـ CT Mismatch، وبالتالي تظهر أهمية وجود Input TAPs ذات القيم المختلفة بجهاز الوقاية لتعديل قيم تيارى الجانبين، بمعنى نستخـــــدم مع الابتدائي TAP=4.8/5 فيصبح التيار الداخل لجهاز الوقاية يساوى:

www.drgilany.com

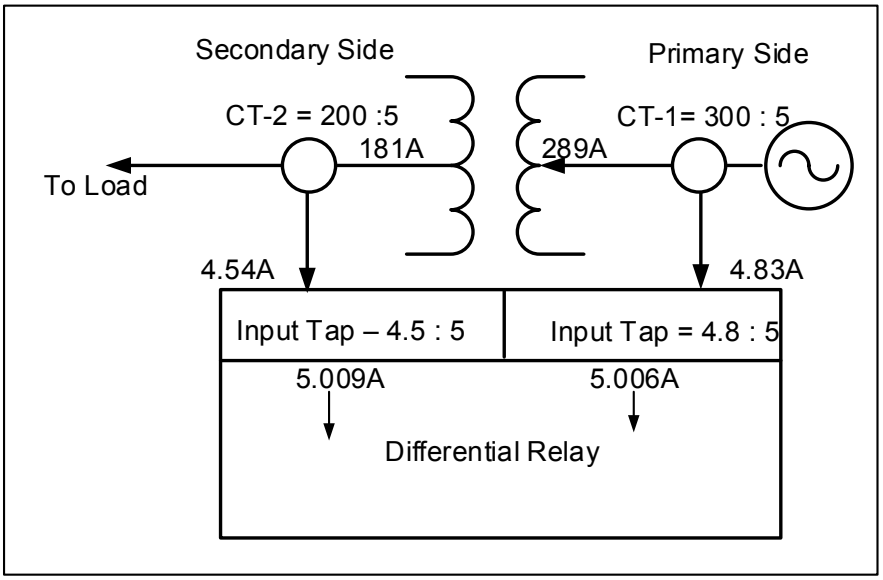
$$I_P(relay) = \frac{4.83}{4.8} = 1.0062\,pu = 5.006A$$

ونستخدم فى الجانب الآخر من جهاز الوقاية TAP=4.5/5 فيصبح

$$I_S(relay) = \frac{4.54}{4.5} = 1.009\,pu = 5.009A$$

وبالتالي فنسبة الخطأ الآن نتيجة اختلاف نسبة التحويل فى المحول تصل إلى 0.003A فقط. و تسلسل الخطوات يظهر فى الشكل 5-12.

ويجب أيضا الإشارة إلى أن طريقة التغلب على مشكلة الـ CT Mismatch مع استخدام أجهزة الوقاية الرقمية الحديثة أصبحت تختلف عن الطرق التقليدية التى كانت تعتمد على استخدام الـ TAPs الموجودة فى جهاز الوقاية أو باستخدام Auxiliary CT وأصبح يتم التعامل مع هذه المشكلة من خلال الـ Software الموجود داخل جهاز الوقاية مما ساهم فى تقليـــــــل الـ CT Mismatch Error بشكل أكبر.



شكل 5-12 خطوات التصميم

www.drgilany.com

2- اختيار الميل المناسب

كما سبق، فإن Biased Differential Relays تتميز بوجود أكثر من Slope حتى تأخذ فى الاعتبار حجم الفروق الطبيعية المتوقعة بين تيارى الابتدائي والثانوي.

على سبيل المثال فإنه وحتى نأخذ TAP changer فى الاعتبار فإننا نفترض أنه حدث تغير فى TAP Changer للمحول وصل إلى القيمة القصوى وهى 5%، وهذا يعنى أن تيار أحد الجانبين فقط قد تغير بنسبة 5%، وبالتالي تصل نسبة الخطأ الكلى بين تيارى جهاز الوقاية حسب هذا المثال إلى 5.3%، حيث وصلنا إلى أن الفرق بين التيارين وبعد استخدام Input TAPs قد وصل إلى 0.3%. فإذا أخذنا فى الاعتبار أن هناك عيوبا فى تصنيع CT تسبب نوعاً من عدم التماثل بينهما قد يصل إلى 10% فيصبح الخطأ الكلى الآن 15.3%. وإذا أضفنا مساحة أمان فى حدود 5% أخرى يصبح نسبة الخطأ بين التيارين الداخلين لجهاز الوقاية فى حدود 20% وعلى هذا فأنسب ميل هو 20%. (راجع الشكل 5-9).

3- اختيار قيمة الـ Pickup

أما أقل تيار للتشغيل Pickup فغالباً يتم اختيار أقل تيار تشغيل متاح فى الجهاز وهى ربع أمبير (وهو الفرق بين تيارى الدخول والخروج)، وهذا معناه أن أى عطل ينشأ فرقا بين تيار الابتدائي وتيار الثانوي أقل من ربع أمبير فلن يشعر به الجهاز.

مثال 5-4

لو فرضنا أن لدينا محول 30 ميجا فولت أمبير بجهد 11.5/69 kV موصل بطريقـــــــــة الـ d-Y كما فى الشكل 5-13، والمطلوب حساب نسبة التحويل المناسبة للـ CT فى كلا الجانبين وطريقة توصيلهم، علما بأن القيمة المتاحة لمحولات التيـــــــــــــــــــار هى (5 :2500 up to 5 :50).

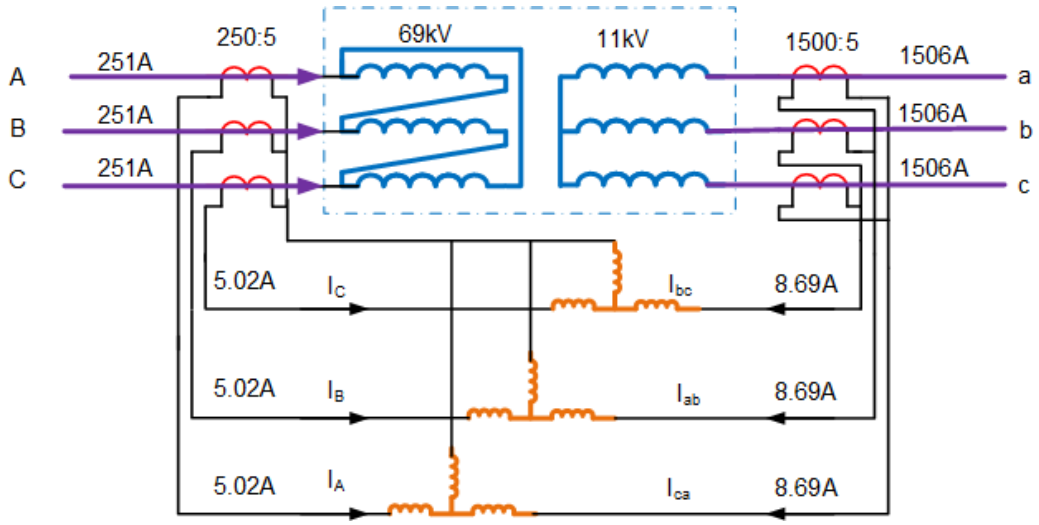
كما يراد ضبط جهاز الوقاية التفاضلى لحماية هذا المحول علماً بأن Input TAPs المتاحة فيه هى:

5: 5 & 5: 5.5 & 5: 6 & 5: 6.6 & 5: 7.3 & 5: 8 & 5: 9 & 5: 10

الحل

www.drgilany.com

فى الشكل 5-13 تظهر طريقة توصيل CT فى كلا الجانبين



شكل 5-13 توصيل محولات التيار فى المحولات الثلاثية دلتا – ستار

1- الخطوة الأولى دائماً هى حساب التيارات الطبيعية

$$I_L(69kV)=\frac{30\,MVA}{\sqrt{3}*69\,kV}=251\,A$$

$$I_L(11.5kV)=\frac{30\,MVA}{\sqrt{3}*11.5\,kV}=1506.13\,A$$

وبالتالي، ففى جانب 11kV يكون CTR المناسبة هى 1500: 5

ولحساب CTR المناسبة فى الجانب الآخر (جانب 69kV) يراعى أن نختار قيمة تنتج تيارا فى الجانب الثانوي من CT مماثلة لتيار الثانوي الموجود فى CT فى الجانب الآخر (جانب 11kV)، مع الأخذ فى الاعتبار أن جانب 11kV توصل الـ CT فيه على شكل دلتا، ومعلوم أن التيار الخارج من الدلتا تزيد قيمته عن تيار الملفات بمقدار $\sqrt{3}$ (لأنه line current).

وهناك طريقتان لاختيار CTR.

www.drgilany.com

الطريقة الأولى:

تكون معادلة التساوى بين تيارى الثانوي لمحولات التيار على جانبى المحول كالآتى:

$$\left(1506.13*\frac{5}{1500}\right)^{phase}*\sqrt{3}=251*\frac{5}{X}$$

ومنها نجد أن X = 144، أى أن النسبة المناسبة هى 5 :150.

لاحظ أن اختيار هذه القيمة سيسبب مرور تيار عالى دائماً (أعلى من 5A) حتى فى الظروف الطبيعية لأن التيار الطبيعي يساوى 250 أمبير. ولحل هذه المشكلة يفضل استخدام الطريقة الثانية.

الطريقة الثانية:

نظرا لأننا دائماً نفضل مرور تيار مقداره يقترب فى التحميل الطبيعي من 5A فإننا نختار نسبة 5 :250 بدلاً من 5 :150 ثم نعالج الفرق بين التيارين الداخلين إلى جهاز الوقاية (الذين سيصبحا بعد اختبار نسبة 5 :250 متباعدين فى القيمة تماما) باختيار Current TAPs مناسبة لتعويض هذا الفرق. وعلى هذا يصبح التيار الموجود فى جهة الـ 69 kV يساوى

$$251*\frac{5}{250}=5.02$$

فى حين أن التيار الموجود فى جهة 11kV =

$$1506*\frac{5}{1500}*\sqrt{3}=8.69$$

ولذا نختار Input TAP فى جانب 11kV تساوى 5A :9، ليصبح التيارين الداخلين إلى جهاز الوقاية الآن متساويين. لاحظ مرة أخرى أهمية وجود Input TAPs فى جهاز الوقاية لعلاج مثل هذه المشكلة.

6-2-6 تعليق على طريقة توصيل محولات التيار

من المعـــــــــروف أن التوصيـــــــــل على شكل دلتا يمنع مرور التيـــــــــارات الصفرية Zero Sequence Currents، ولذلك فإنه في حال توصيل محول على شكل دلتا – ستار، ثم توصيل محولات التيار على شكل ستار – دلتا كما أسلفنا، فإن هذه التوصيلة تفيد فى منع ظهور التيارات الصفرية Zero

www.drgilany.com

Sequence Currents فى كلا الجانبين، لأن توصيلة الدلتا الموجودة الآن فى كل جانب ستقوم بهذه المهمة، سواء كانت توصيلة الدلتا الخاصة بالمحول نفسه، أو توصيلة الدلتا الخاصة بمحولات التيار.

ومن المعروف أيضا أن Zero Sequence Currents تدور داخل الدلتا، ولا تنتقل إلى الجانب الآخر، وبالتالي فالتيار الواصل لجهاز الوقاية الآن يخلو من هذه التيارات، وهذا يعنى أن جهاز الوقاية لن يتأثر بالأعطال الخارجية الأرضية التى تتميز عادة بقيمة عالية من هذه التيار. وبالطبع هذه ليست ميزة بل عيب خطير، لأن هذا معناه أن نوعا مهما من الأعطال لن يكون جهاز الحماية قادرا على اكتشافه.

ويمكن حل هذه المشكلة بالحصول على قيمة الـ Zero sequence current رياضيا كما في أجهزة الوقاية الرقمية وليس من خلال توصيل محولات التيار كما في الأجهزة التقليدية.

5-3 تيارات الاندفاع فى المحولات

من المهم ونحن نتحدث عن مشاكل الوقاية في المحولات أن نعرض لمشكلة هامة موجودة فى كل المحولات، وهى مشكلة تيار الاندفاع Inrush Current، وهى أحد أهم المشاكل التى يمكن أن تسبب فصل خاطئ.

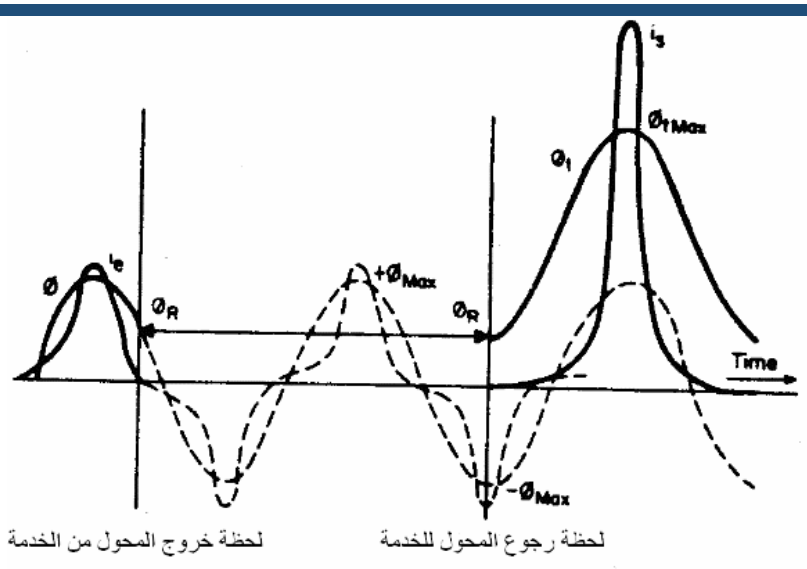
5-3-1 أسباب هذا التيار

ولشرح أسباب هذا التيار بدون تفصيلات كثيرة يمكن الرجوع إلى الشكل 5-14 ومنه يمكن تلخيص أسباب المشكلة فيما يلى:

1- عند فصل أى Power Transformer فإنه يتبقى داخل القلب الحديدي جزء من الفيض، يسمى الفيض المتبقى ϕ_R, Residual Flux .

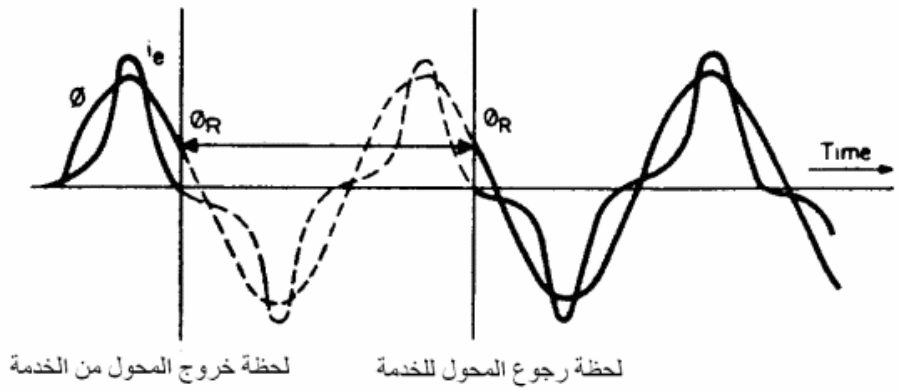
2- عند رجوع المحول للخدمة، وحيث أنه يستحيل التحكم فى لحظة رجوعه لتكون هى نفسها اللحظة التى خرج عندها، وبالتالي فالفيض المفترض أن يبدأ بالظهور مع رجوع التيار يحتاج فى بعض الأحيان أن يكون عالياً لتعويض القيمة الناشئة عن الفيض المتبقى، وهذا يستلزم سحب تيار عالى هو Inrush Current لتوليد هذا الفيض التعويضى، كما فى الشكـــــل 5-14. فالمحول فى هذه الحالة رجع فى لحظة تكافئ فيضا مقداره $-\phi_{max}$ بينما الفيض المتبقى يكافئ قيمة موجبة ϕ_R، ولتعويض هذا الاختلاف يتم سحب inrush Current بقيمة عالية.

www.drgilany.com



شكل 5-14

أما في الحالة الثانية فإن لحظة الرجوع تصادف أن تشابهت مع لحظة الفصل، وهنا لا يحتاج المحول لأى فيض إضافى فسيحب تيار Magnetization current العادى دون أي زيادة كما في الشكل 5-15.



شكل 5-15

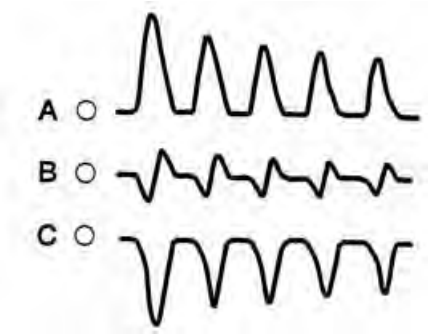
وكما يبدو من الشرح فإن تيار الاندفاع ليس له قيمة محددة، فقد يكون عاليا جدا كما فى الحالة الأولى من الشكل 5-14، غير أنه فى بعض الأحيان يكون قريب جداً من التيار العادى، إذا تحقق شرطان:

1- ألا يكون هناك فيض متبقى داخل المحول.

www.drgilany.com

2- إذا تصادفت لحظة الدخول مع لحظة الجهد العظمى Vmax والتى يكون فيها الفيض أقل ما يمكن، حيث من المعلوم أن الفيض دائماً متأخر بزاوية 90° عن الجهد وفقا لقانون فاراداى $V \propto \frac{d\emptyset}{dt}$.

وبين هاتين الحالتين توجد العديد من الحالات التى تجعل، كما قلنا، قيمة تيار الاندفاع غير محددة لا شكلاً، ولا قيمة، لأنه يعتمد أساساً – كما ذكرنا – على قيمة متغيرين عشوائيين: الأول هو قيمة الفيض المتبقى، والثانى هو لحظة دخول المحول فى الخدمة، ولذا يختلف قيمة هذا التيار حتى بين الأوجه الثلاثة كما فى الشكل 5-16.



شكل 5-16 تيار الاندفاع فى الأوجه الثلاثة

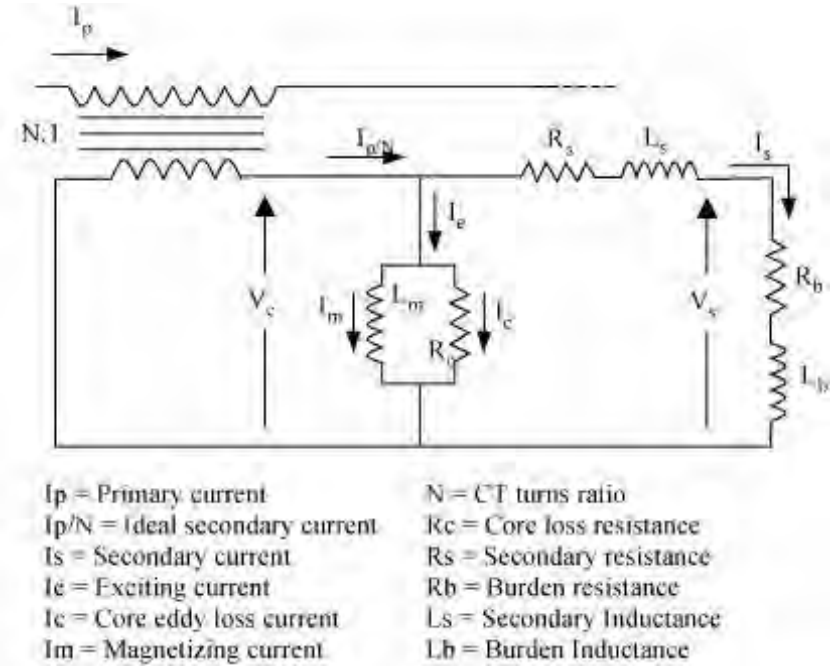
5-3-2 خطورة هذا التيار

هذا التيار إذن يظهر فقط عند بداية التشغيل، وقد تصل قيمته إلى خمس أو ستة أمثال التيار الطبيعي، بل قد تصل إلى عشرين مثل التيار الطبيعي حسب سعة المحول، لكن هذا ليس أساس المشكلة خاصة أن تيار الاندفاع لا يستغرق سوى ثانية أو أكثر قليلا، كما أن قيمته تتناقص سريعا خلال هذه المدة الوجيزة، ولكن المشكلة الكبرى أن هذا التيار لا يمر إلا فى الجانب الابتدائي للمحول فقط، وهو الجانب الموصل على المصدر، ولا يمر فى الجانب الثانوي، لأنه يمر خلال ما يسمى بالدائرة المغناطيسية بالمحولات Magnetizing Circuit، وهى تظهر فى الشكل 5-17.

وبالتالي فإن أى جهاز وقاية تفاضلى سيرى أن هناك تيار داخل إلى المحول I_P يختلف بقيمة كبيرة عن التيار الخارج I_S، وهذا سيسبب فصل خاطئ للمحول بواسطة Differential Relay، وهو فصل خاطئ لأنه لم يفصل بسبب وجود عطل ما، وإنما بسبب هذه الظاهرة الطبيعية الموجودة فى كل المحولات، والتى

www.drgilany.com

ستختفى عادة بعد فترة وجيزة. ومن هنا لابد من التفكير فى طريقة لمنع تشغيل جهاز الوقاية خلال هذه الفترة العابرة.



شكل 5-17 الدائرة المكافئة للمحول

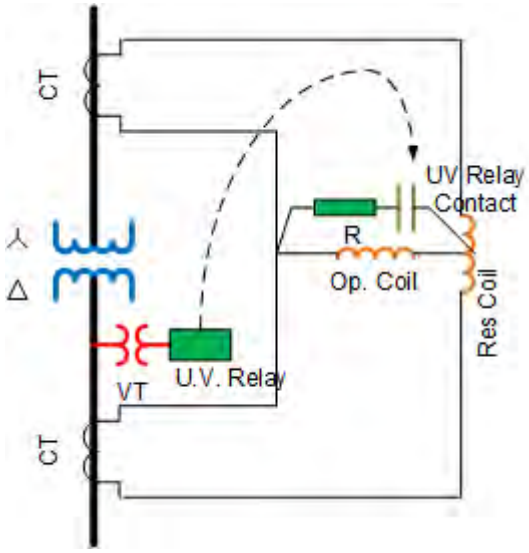
5-3-3 طرق تجنب الفصل الخاطئ بسبب تيار الاندفاع

هناك عدة طرق لمنع اشتغال أجهزة الوقاية خلال فترة تيار الاندفاع:

- منها ما هو بسيط حيث يقوم أحياناً بعض مهندسى التشغيل بتعطيل الوقاية لمدة ثوانى، حتى يدخل المحول فى الخدمة وينتهى تيار الاندفاع، ثم يعيدوها مرة أخرى. وهذا الحل على بساطته فيه خطورة كبيرة لأنه قد يتصادف حدوث عطل حقيقى أثناء بدء دخول المحول للخدمة ويتسبب هذا فى تدمير المحول لأن الوقاية معطلة ولذا نستبعد هذا الحل تماماً.
- وأحياناً يتم ذلك بطريقة أقل خطورة وذلك بتقليل حساسية جهاز الوقاية لفترة زمنية عقب دخول المحول الخدمة ويتم ذلك بتوصيل مقاومة على التوازى مع ملف التشغيل (Operating coil) الذى يمر به Operating current كما فى الشكل 5-18 حيث تقوم هذه المقاومة بسحب جزء من تيار التشغيل،

www.drgilany.com

وبالتالي يقل التيار المار فى ملف التشغيل ولا يعمل الجهاز. وهذه المقاومة موصلة كما فى الشكل على التوالى مع نقط تلامس يتم التحكم فى فتحها وغلقها بواسطة Under voltage relay.



شكل 5-18 تقليل حساسية Differential Relay أثناء تيارات الاندفاع

والفكرة الأساسية لهذا النظام تعتمد على أنه فى حالة وجود Inrush فإن جهد المحول لن ينخفض، بينما سيرتفع التيار، أما فى حالة وجود عطل فسينخفض جهد المحول مع ارتفاع التيار، وبالتالي عند فصل المحول من الخدمة فإن Under Voltage Relay سوف يحس بانخفاض الجهد وتصبح نقطتى التلامس Short ويتم فتح نقطتى التلامس بعد فترة زمنية من رجوع المحول للخدمة ووصوله لقيمة الجهد الطبيعي، ومن ثم فقد نجحنا فى تقليل حساسية الجهاز خلال الفترة الزمنية التى تعقب رجوع المحول للخدمة مباشرة. لاحظ أنه خلال ظروف التشغيل الطبيعية يكون الجهد طبيعى ونقط التلامس مفتوحة و بالتالي لا تدخل المقاومة فى الوضع الطبيعي فى الخدمة.

- ومن الطرق المشهورة لحل هذه المشاكل طريقة استخدام التوافقية الثانية 2nd Harmonic فى منع اشتغال جهاز الوقاية. وسبب اختيار 2nd Harmonic هو أنه من تحليل إشارات تيارات الاندفاع وجد أنها غنية إلى حد كبير بهذه الدرجة من التوافقيات، حيث يمكن أن تصل نسبتها من 30: 40% من قيمة التيار، بينما قيمة هذه التوافقية فى حالة الأعطال الحقيقية لا تتعدى 7%.

وعلى هذا فقد تم عمل (Filter) لاستخلاص قيمة 2nd Harmonic من تيار الاندفاع، ثم بعد ذلك – وبناء على قيمة هذه التوافقية – يمكن إرسال إشارة منع اشتغال لجهاز الوقاية Blocking signal

www.drgilany.com

إذا تعدت قيمة 2nd Harmonic مثلاً من 10%: 20%، لأن ذلك يعنى بالضرورة أن هذا التيار المرتفع هو تيار اندفاع، و ليس نتيجة عطل، ولذا يجب عمل Blocking للـCB.

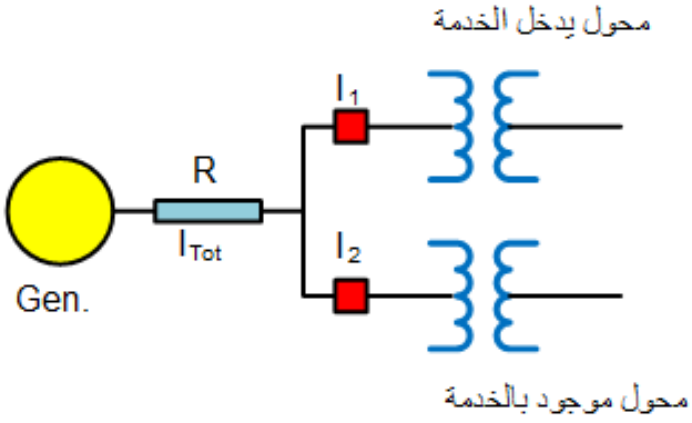
أما إذا كانت القيمة صغيرة فعندها لن يتم إرسال إشارة المنع هذه، ويترك لجهاز الوقاية الحرية فى العمل. ومثل هذا الأسلوب يتم استخدامه فى أجهزة الوقاية التقليدية، وحتى فى أجهزة الوقاية الرقمية الحديثة، والتى تتميز فقط فى هذه النقطة بسهولة تنفيذ هذه الأفكار دون تعقيدات.

و هناك طريقة أخرى منشورة للمؤلف ضمن الأبحاث فى نهاية الكتاب و ينصح بالتعرف عليها.

5-3-4 تيار الاندفاع التعاطفى Sympathetic Inrush

من المعروف أنه لا يمكن توصيل محولين على التوازى ما لم يكونا متماثلين، و توصيل محولين على التوازى أمر شائع فى الشبكات، لكن هناك مشكلة تتعلق بـ Inrush Currents تظهر عند توصيل محولين على التوازى.

لنفترض الآن أن أحد المحولين فى الخدمة، والآخر نريد إدخاله كما فى الشكل 5-19، فعند دخول الثانى للخدمة فإنه سيسحب Inrush Current وهذا غير مستبعد. أما الغريب فى الأمر، فهو أن المحول الأول الذى كان أصلاً فى الخدمة سوف يمر به هو الآخر Inrush Current. مع ملاحظة أن تيار الاندفاع فى المحول الموجود فى الخدمة تكون قيمته أقل من ذلك الداخل حديثاً، لكن المشكلة أن كلا التيارين يظلان موجودان لمدة أطول من تلك التى يقضيها تيار الاندفاع فى المحولات الموصلة منفردة، وسنفسر هنا هذه الظواهر تباعا.



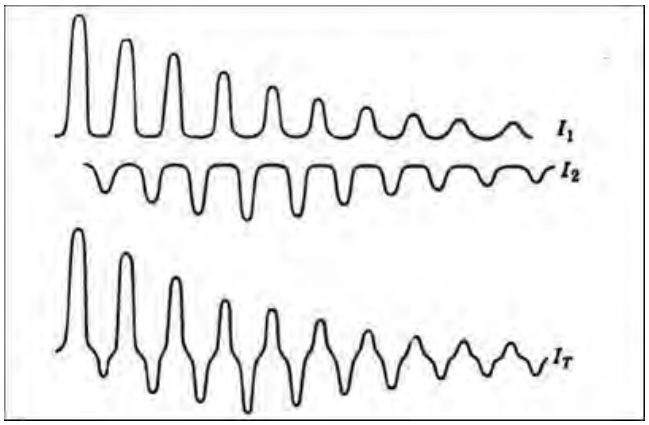
شكل 5-19 المحولات الموصلة على التوازى

www.drgilany.com

ويمكن فهم تفسير هذا التيار بصورة مبسطة حيث أن تيار الـ Inrush للمحول الداخل للخدمة يجد أمامه مسارين متوازيين بعد مروره على المقاومة فيتوزع بالنسبة العكسية للمقاومات، وبالتالي يظهر تيار إضافى مع المحول الموجود أساسا بالخدمة.

وهناك تفسير آخر للـ Sympathetic Inrush: بالاستعانة بالشكل 5-19، فسبب ظهور تيار الـ Sympathetic Inrush (I_2) فى المحول الموجود بالفعل بالخدمة هو الدخول بالمحول الآخر فى الخدمة ولذلك سمى تيار متعاطف أو عارض لتفاعله مع دخول محول آخر على التوازى حيث تتسبب الـ DC Component الموجودة فى تيار الاندفاع للمحول الذى يتم الدخول به فى الخدمة (I_1) فى زيادة الـ Voltage Drop على أطراف المصدر خاصة عند بلوغ التيار (I_1) أقصى قيمة له. مما يجعل المحول الموجود بالخدمة بالفعل فى وضع يسمح بمرور تيار منه إلى المصدر، وتكون إشارة هذا التيار (I_2) سالبة كما بالشكل 5-20.

ويسمى تيار الاندفاع كما ذكرنا فى هذه الحالة Sympathetic Inrush، لأنه تيار عارض. وهذا التيار لن يسبب أى خطا فى تشغيل Differential Relay للمحولات إلا إذا كان هناك Relay واحد للمحولين معا، و من ثم فأحسن الطرق لاكتشاف وتجنب هذه النوعية من تيار الاندفاع فى المحولات الموصلة على التوازى هى استخدام نظم وقاية منفصلة لكل محول على حدة. أما فى حالة استخدام نظام وقاية واحد للمحولين معا فالأمر سيستلزم دوائر أكثر تعقيداً لاكتشاف وتجنب المشكلة.



شكل 5-20 شكل تيارات الاندفاع فى محولين على التوازى

www.drgilany.com

ويتميز تيار الاندفاع فى حالة المحولات المركبة على التوازى باستمراره لمدة أطول من المدة التى يبقى خلالها فى حالة وجود محول واحد فقط، وطول المدة فى حالة المحولات على التوازى سببها أن الـ Time Constant لهما أطول من ذلك الخاص بمحول واحد. فمن المعروف أنه عند غلق دائرة مكونة من Inductance, L موصلة على التوالى مع مقاومة R عند لحظة يكون فيها الجهد يساوى صفر فإن التيار المسحوب فى هذه الدائرة يعبر عنه بـ Eq. 5-4:

$$\textbf{Eq. 5-4:}\quad i = \frac{E_m}{\omega L} e^{\left(-\frac{R}{L}\right)t} + \frac{E_m}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \sin(\omega t + \theta + \phi)$$

ويعرف الجزء الأول من هذه المعادلة بـ DC Component وهو يختفى بعد مدة وجيزة تتوقف على قيمة (L/R) التى تسمى بـ Time Constant.

وكما هو واضح من المعادلة فإن قيمة الـ Exponential Component تصل إلى الصفر عندما تكون "t" كبيرة. لاحظ أنه كلما كانت L صغيرة كلما كبرت المدة الزمنية التى يبقى فيها هذا التيار بقيمة كبيرة. وهذا ما حدث عند وضع المحولين على التوازى فإن L المكافئة لهما تكون أصغر من L الخاصة بكل واحد على حدة.

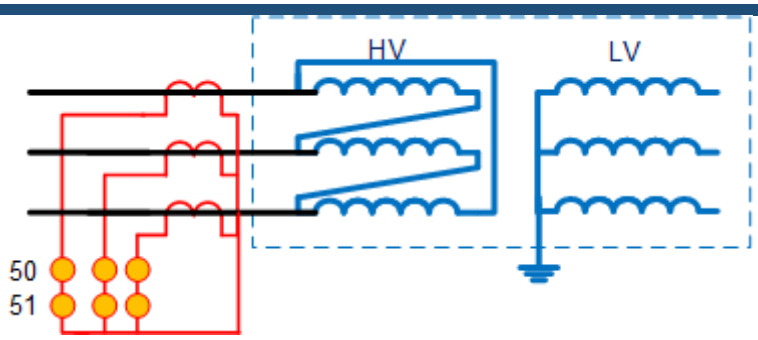
5-4 وقاية المحولات باستخدام OVERCURRENT PROTECTION

قد يتبادر إلى الذهن سؤال هام وهو:

إذا كانت الوقاية التفاضلية هى الأفضل للمحولات كما ظهر حتى الآن فى هذا الفصل فهل يمكن الاكتفاء بها فى المحولات الكبيرة دون استخدام Overcurrent Relays مثلاً؟

والجواب: لا، لأن هناك أعطالاً لا تكتشفها الوقاية التفاضلية، مثل الأعطال الخارجية أو الأحمال الزائدة Overloads التى تسبب سخونة فى المحول. فمثل هذه النوعية من الأعطال لا تكتشف إلا باستخدام Overcurrent Relays, 51. كما أن بعض الأعطال الخطيرة جدا يكون Instantaneous OC Relay, 50 هو الأسرع فى فصلها، ويظهر الجهازان معا فى الشـــكل 5-21.

www.drgilany.com



شكل 5-21 وقاية المحول باستخدام OC Relays

و تجدر الإشارة إلى ضرورة مراعاة اختلاف زمن الفصل للـ OC Relay الذى يركب فى HV side عن الـ OC Relay الموجود فى LV side والذى يجب أن يكون هو الأسرع. كما يجب التأكد من عدم تأثر هذه الـ OC Relays بتيارات الـ Inrush currents.

5-4-1 ضبط قيم أجهزة حماية محولات التوزيع (جهد متوسط):

المطلوب هنا حساب قيمتين لجهاز الوقاية وهما التيار المقنن وسعة القطع:

أولا اختيار التيار المقنن لجهاز الوقاية فى جهة الجهد المتوسط:

- بالنسبة للوقاية فى جهة الابتدائي (جهد المتوسط) فإن ما يهمنا هو مراعاة تيار الاندفاع Inrush current، بمعنى أننا نريد التأكد من أن القاطع / الفيوز لن يتأثر بهذا التيار ولن يفصل المحول بطريق الخطأ. ومن ثم فأنسب CB (إذا استخدم فى هذه الجهة) تكون قيمته فى حدود 6 مرات التيار المقنن، وحيث أن هذه القيمة عالية جدا وستجعل القاطع مكلفا جدا، لذا فغالبا لا نستخدم CBs فى ناحية الجهد المتوسط، ونستبدله بالفيوز.
- إذا استخدم الفيوز (ناحية الجهد المتوسط) فتكون قيمته المقننة فى حدود 1.5-1.2 من قيمة التيار المقنن للمحول ثم نأخذ أقرب أعلى فيوز بعد هذا الرقم (الفيوز بطئ فى الاستجابة لتيارات الاندفاع كما أن قيمة تيار الانصهار أعلى عدة مرات من قيمة التيار المقنن كما ذكرنا). ويمكن استخدام الجدول 5-2 لتحديد أنسب فيوز.

www.drgilany.com

نلاحظ شيوع استخدام الفيوزات مع المحولات الصغيرة لعدة أسباب منها رخص ثمنه مقارنة بـ CB، ومنها أن الاعتمادية بالنسبة للفيوز عالية جدا فى اكتشاف الـ Short Circuit ربما بدرجة أعلى من أجهزة الوقاية العادية، والسبب هو بساطته، ومعلوم أنه كلما كان نظام الوقاية أبسط كلما كانت اعتماديته أعلى.

جدول 5-2: اختيار الفيوز المناسب للمحول حسب الجهد والقدرة المقننة للمحول

Transformer rated voltage [kV]	قدرة المحول ك ف أ Transformer rating [kVA]																				Fuse rated voltage [kV]
	25	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3000	3500	
	CEF Fuse-link In [A]																				
3	16	25	25	40	40	50	63	80	100	125	130	200	250'	315'	2x250'	2x315'					3.6/7.2
5	10	16	25	25	25	40	40	50	63	80	100	125	160	200	250'	315'	2x250'	2x315'			
6	6	16	16	25	25	25	40	40	50	63	80	100	125	160	200	250'	315'	2x250'	2x315'		
10	6	10	16	16	16	20	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	2x160	2x200	2x200	12
12	6	6	10	16	16	16	20	20	25	40	40	50	63	80	100	125	160	200	2x160	2x200	
15	6	6	10	10	16	16	16	20	20	25	40	40	50	63	80	100	125	2x100	2x125		17.5
20	6	6	6	10	10	16	16	16	20	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	2x100	2x100	24
24	6	6	6	6	10	10	16	16	16	20	20	25	40	40	50	63	80	100	125	2x100	
30	6	6	6	6	6	10	10	16	16	16	25	25	25	40	40	2x25	2x40				36
36	6	6	6	6	6	10	10	10	16	16	25	25	25	40	40	2x25	2x40	2x40			

IEC 60787 جدول لتحديد سعة فيوز الجهد المتوسط حسب قدرة المحول طبقا للمواصفات الدولية

بالنسبة للوقاية جهة الثانوي يفضل أن نستخدم CB قيمته فوق التيار المقنن مباشرة كما فى الجدول 5-3:

ملحوظة:

ليس معنى أننا نستخدم فيوز فى جهة الجهد المتوسط للمحول أن الفيوز لا يتأثر بتيار الاندفاع، فالحقيقة أنه يتأثر لكن بدرجة أبطأ من الـ CB. والجدول 5-4 يبين المدى الزمنى الذى يتحمله الفيوز نتيجة ارتفاع التيار مؤقتا (سواء بسبب تيار الاندفاع فى المحولات أو بسبب تيـــــــار البدء Starting Current فى المحركات).

لاحظ مثلا أن الفيوز جهد 12kV وتياره المقنن 100 أمبير يمكنه تحمل تيار عالي قدره 224 أمبير لمدة 5 ثوانى أو تيار قدره 180 أمبير لمدة 20 ثانية وهكذا دون أن يبدأ فى الانصهار.

www.drgilany.com

جدول 5-3: استخدام القاطع المناسب لقدرة المحول

قدرة المحول	القاطع (جهد منخفض)
250KVA	MCCB أمبير 400
500KVA	MCCB أمبير 800
1000KVA	ACB أمبير 1600
1500 kVA	ACB أمبير 2500
3200 kVA	ACB أمبير 3200

جدول 5-4 Fusing times:

U_n	I_n	Dimension "L"		Starting-up periods in seconds					
kV	A	mm	A	5	10	20	30	40	60
7,2	63	292	I_f	210	190	170	160	155	145
			$I_{r\,max}=k\cdot I_r$	118	106	95	90	87	81
	80		I_f	300	270	240	230	215	205
			$I_{r\,max}$	165	148	132	126	118	113
	100		I_f	400	360	320	300	285	270
			$I_{r\,max}$	224	201	179	168	159	151
	63	442	I_f	220	200	180	170	165	160
			$I_{r\,max}$	132	120	108	102	99	96
	80		I_f	300	270	240	230	215	205
			$I_{r\,max}$	180	162	144	138	129	123
	100		I_f	370	330	300	280	265	250
			$I_{r\,max}$	222	198	180	168	159	150
12	63	557	I_f	220	200	180	170	165	160
			$I_{r\,max}$	132	120	108	102	99	96
	80		I_f	300	270	240	230	215	205
			$I_{r\,max}$	177	159	142	136	127	121
	100		I_f	380	340	305	285	275	260
			$I_{r\,max}$	224	200	180	168	162	153

www.drgilany.com

مثال 5 -5

محول 1000 kVA (جهد 11/0.4)، احسب التيار المقنن للوقاية المركبة فى الجانبين.

الحل:

*تيار المحول المقنن جهة الابتدائي = 52 A، وتيار المحول جهة الثانوي = 1443A

وطبقا للقواعد السابقة يكون أنسب وقاية فى الابتدائي (11kV) هى فيوز 63 أمبير (على أساس أنه أقرب قيمة إلى 52 x 1.2)، وفى الجانب الثانوي يكون أنسب وقاية هى CB 1600 أمبير، على أساس أنها الأقرب مباشرة.

ثانيا خطوات حساب سعة القطع لجهاز الوقاية:

1- احسب التيار المقنن للمحول

$$I_{rated} = \frac{MVA}{\sqrt{3}\,V}$$

2- احسب تيار القصر I_{CU} وطبقا للتعريف (هو قيمة أكبر Short Circuit Current فى الظروف العادية (Ultimate Current) فإنه يساوى:

$$I_{CU} = \frac{I_{rated}}{Z_{PU}}$$

3- قيمة سعة القصر Short Circuit Capacity للقاطع تحسب ليس حسب قيمة I_{CU} بل تحسب حسب قيمة I_{CM} (Making Current) وهو يمثل قيمة تيار الـ Short Circuit الذى يمر بالقاطع إذا تم غلقه على Short موجود بالشبكة، وهذا ظرف غير عادى وأصعب من تيار القطع العادى (الـ Breaking Current) والعلاقة بينهما تحسب هكذا

$$I_{CM} = n\ I_{CU}$$

حيث قيمة n تحسب من الجدول 5-5، ثم نختار سعة القاطع بحيث تكون أكبر من I_{CM}.

جدول 5-5

www.drgilany.com

$$Icm = n \times Icu$$

n	قيمة تيار القصر " kA "
1.5	$4.5 \leq Icu \leq 6$
1.7	$6 < Icu \leq 10$
2.0	$10 < Icu \leq 20$
2.1	$20 < Icu \leq 50$
2.2	$50 < Icu$

والجدول 5-6 يعطى قيما محسوبة لتيار الـ Short Circuit Current جهة الثانوي لمحولات ذات قدرات متعددة حسب الخطوات السابقة.

جدول 5-6

Sn	[kVA]	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150	قدرة المحول
Ucc (1)	%	4	4	5	5	5	6,25	6,25	6,25	6,25	نسبة المعاوقه
In (2)	[A]	722	909	1154	1443	1804	2309	2887	3608	4547	تيار المحول
Isc (2)	[kA]	18	22.7	23.1	28.9	36.1	37	46.2	57.7	72.7	تيار القصر

لاحظ فى القيم السابقة أنها تمثل الحد الأقصى لتيار الـ Short Circuit بالمحول والواقع أن تيار الـ Short Circuit الفعلى سيكون أقل من هذا حسب نسبة الـ Source Impedance التى أهملناها فى الحسابات السابقة على اعتبار أن المحول متصل بشبكة قوية تمثل بـ Infinite bus وليس لها معاوقة أما فى حال اتصال المحول بشبكة معزولة أو شبكة ضعيـــــــفة فلا شك أن تيار الـ Short Circuit سيكون أقل من ذلك.

وفيما يلى بعض المقننات للمصهرات المستخدمة فى حماية بعض المحولات الكهربية ذات القدرات المختلفة وجهود مختلفة. والأشهر هو استخدام المحولات جهد 11kV والتى تجد القيم المناسبة لها تحت قيمة 15 kV على سبيل المثال فالمحول قدرة 500 kVA يحتاج لفيوز قدرة 40 أمبير، وهكذا.

ملحوظة: الجدول 5-7 هنا كلها من ABB وقد تختلف القيم قليلا حسب الشركة.

www.drgilany.com

جدول 5-7 Fuses for different transformers sizes:

Transformer rated power [kVA]	Rated voltage of the transformer [kV]				
	6	10	15	20	30
	Rated voltage for the fuse-link				
	7,2	12	17,5	24	36
	Fuse-link rated current [A]				
20	6,3	6,3	3,15	3,15	—
30	6,3	6,3	6,3	3,15	3,15
50	10	6,3	6,3	6,3	3,15
75	16	10	6,3	6,3	6,3
100	20	16	10	6,3	6,3
125	20 or 25	16	10 or 16	10	6,3
160	25	20	16	10	10
200	40	20	16	16	10
250	56	31,5	20	16	10
315	56	31,5 or 40	25	20	16
400	63	40 or 56	25 or 31,5	20	16
500	80	56	40	25	25
630	100	63	56	31,5	25
800	—	80	63	40	31,5
1000	—	100	63	50	40
1250	—	—	—	63	—

مثال 5 -6

احســـب قيم ضـــبط أجهزة الوقاية المناســـبة لمحول أحادى الوجه بقدرة 2.5MVA وبجهد 13.8/2.4kV (بفرض احتمال تعرضه لتحميل زائد بنسبة 20%)

الحل:

تيار الابتدائي يساوى

$$I_p = \frac{2.5}{13.8} = 104.6\,A$$

www.drgilany.com

وتيار الثانوي يساوى

$$I_S = \frac{2.5M}{2.4kv} = 600A$$

وفى حالة تحمل هذا المحول للحمل الزائد (120%) فأقصى تيار يتحمله المحول فى الجانب الثانوي يساوى 720A. وحيث أن التيار الطبيعي يساوى 600A، وبالتالي فإن أفضل نسبة للـ CT هى :600 5.

ونفرض الآن أن Pickup current الذى ضبط عليه Overcurrent relay هو 115% من أعلى تحميل زائد بمعنى

$$I_{pickup} = \frac{115}{100} * 720 = 828A$$

وبالتالي فإن TAP بالنسبة لهذا الجهاز تحسب كالآتى:

$$TAP = 828 \div CTR = 828 * \frac{5}{600} = 6.9A$$

وأقرب قيمة قياسية متاحة على الجهاز هى 7A.

أما بالنسبة للـ Time Dial فهذا يتوقف على تنسيق أجهزة الوقاية المختلفة بالشبكة، وغالباً يكون متأخراً عن Overcurrent relay الخاص بخطوط التوزيع الخارجة من هذا المحول إلى الأحمال، وذلك حتى يعطى الفرصة لهذه الأجهزة للعمل إذا كان العطل على الخطوط.

لاحظ أن Overcurrent غالباً ما تكون هى الوقاية الأساسية فى حالة محولات التوزيع Distribution Transformers الأعلى من 1MVA، أما الأقل من ذلك فغالباً يتم حمايتها بواسطة Fuse أو MCCB.

3-4-5 الوقاية الأرضية لمنطقة محددة Restricted EF

النوع الأول: Restricted Earth Fault

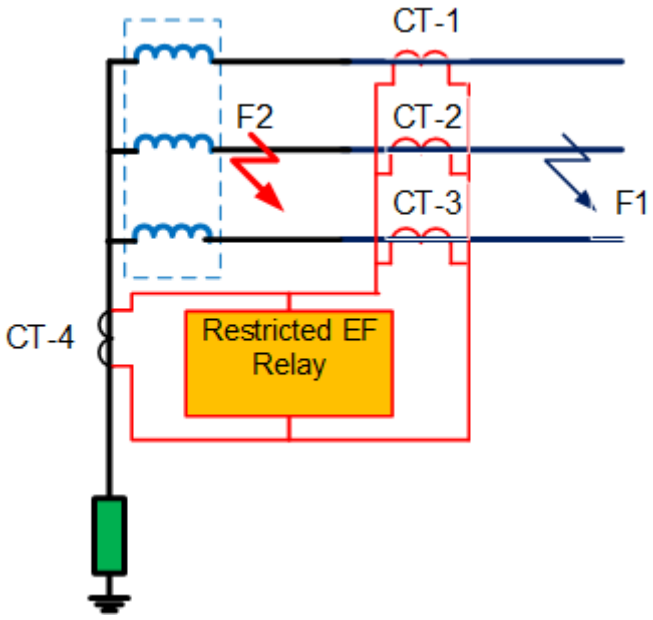
فى حالة تأريض المحول خلال مقاومة عالية يصبح استخدام Overcurrent العادى أو استخدام الـ Earth fault العادى غير مناسب لأنه لن يستطيع أن يميز بين عطل أرضى داخل المحول، وآخر خارج المحول،

www.drgilany.com

لاسيما إذا كان تيار العطل منخفضاً. وفى مثل هذه الحالات يلزم استخدام وقاية ضد الأعطال الأرضية تكون أكثر حساسية وهى ما تعرف بـ Restricted earth fault Protection.

والميزة الأساسية لهذه الطريقة التى تظهر فى الشكل 5-22 مقارنة بطرق الـ EF protection التقليدية هى أنه فى هذه الطريقة لا يعمل الجهاز إلا إذا وقع العطل داخل المنطقة المحمية فقط. لاحظ أنه لو استخدم EF العادى فإن أى عطل ارضى قد يتسبب فى تشغيل الجهاز حتى لو كان العطل خارجيا.

فلو حدث العطل خارج المنطقة المحمية (مثلاً عند نقطة F1 فى الشكل 5-22) فإن التيار الذى يرجع من خلال CT-4 الموجود فى دائرة الـ Neutral سوف يساوى تقريبا تيار العطل فى CT-2، حيث تهمل قيم تيارى CT-1 و CT-3 مقارنة بقيمة تيار العطل، وحيث أن اتجاه التيـــــار فى CT-4 يعاكس اتجاه التيار فى CT-2 فسيكون التيار داخل جهاز الوقاية يساوى صفراً فى حالة الأعطال الخارجية. أما لو حدث العطل داخل المنطقة المحمية (عند F2 مثلا) فسيكون هناك فرق كبير بين مجموعة التيارات الأخرى التى ترجع من خلال CT-1 + CT-2 + CT-3، وبين التيار المار فى CT-4، مما يؤدى فى النهاية لاشتغال الـ Relay.



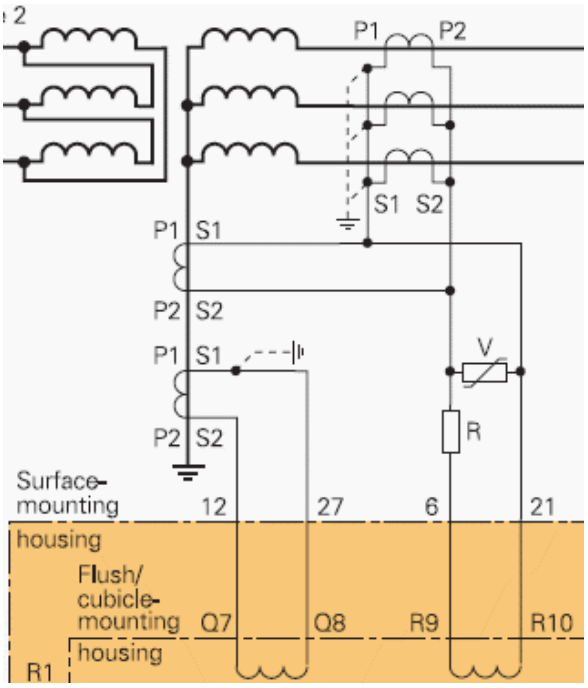
شكل 5-22 الحماية باستخدام Restricted EF Relay فى المحولات

ولمنع حدوث تشغيل خاطئ فى الظروف العادية نتيجة وجود اختلاف صغير بين تيارات الأوجه والتيار الراجع فى CT-4 فقد أضيفت مقاومة توازن Stabilizing Resistance على التوالى مع EF Relay

www.drgilany.com

(غير مرسومة فى الشكل السابق ولكنها مرسومة في الشكل 5-25 على التوالي مع الـ Relay بحيث يكون الجهد الذى يصبح بين طرفي الـ Relay أصغر بعد إضافة المقاومة، وذلك لتأثره بـ Voltage Drop الذى ظهر على المقاومة التى أضفناها، وبالتالي تصبح تأثير هذه التيارات معدوم فى الحالة العادية، بينما لن تؤثر هذه المقاومة فى حالة حدوث أعطال داخلية لارتفاع قيمة تيار العطل وعدم وجود تيار معاكس.

أما فى حالة الأعطال الخارجية فإن التيارات بطبيعتها تكون عالية لكنها متساوية داخل الجهاز ومختلفة فى الاتجاه فيكون مجموعها صفر. ولذا يسمى الجهاز بعد إضـــــــافة هذه المقاومة High impedance.



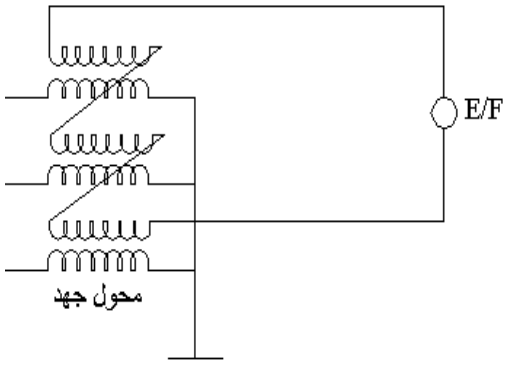
النوع الثانى: أجهزة الوقاية ضد التسرب الأرضي التي تعمل بالجهد

عندما تكون ملفات المحول من جهة 11 ك.ف موصلة دلتا أو تكون star لكن غير مؤرضة فإنه في هاتين الحالتين عند حدوث Short بين أحد الأوجه والأرضي لا يمر تيار لأن الملفات معزولة عن الأرضي ولذلك فإن أجهزة الوقاية ضد التسرب الأرضي التي تعمل بالتيار لا تصلح. وهنا تستخدم أجهزة الوقاية ضد التسرب الأرضي التي تعمل بالجهد (شكل 5-24).

ونظرية عمل هذه الأجهزة أن مجموع جهود الـ three-phases تساوى صفرا عندما لا يكون هناك قصر Short مع الأرضي – وفي حاله وجود Short مع الأرضي فإن محصلة الجهود الثلاثة يكون له قيمة.

www.drgilany.com

فإذا وصل جهاز الوقاية ضد التسرب الأرضي مع الـ VT الموصلة بطريقة الـ Open Delta فإنه عند حدوث Short بين أحد الأوجه والأرضي تكون هناك قيمة للجهد على أطراف ملفات الدلتا المفتوحة تؤدى إلى أن يعمل الجهاز.



شكل 5-24 جهاز وقاية ضد التسرب الأرضي يغذى من ملفات الدلتا المفتوحة لمحول الجهد

5-5 التراكم الحرارى داخل المحـولات

نظراً لأن محولات القوى يمر خلالها تيارات عالية جداً فى ملفات الابتدائي والثانوي فى الظروف الطبيعية، وهذه التيارات ينتج عنها حرارة عالية فى الملفات فإن هذه الحرارة لابد من طردها أولاً بأول حتى لا تتراكم داخل المحول وتتسبب فى انهيار العوازل لهذه الملفات.

وفى الأحوال الطبيعية فى المحولات الكبيرة تكون هناك مضخات تضخ الزيت داخل المحول، لتجعله يدور بقوة داخله فى دائرة مغلقة ليحمل الحرارة من الملفات الداخلية، ثم يخرج إلى مبردات أمامها مراوح هوائية (FANs) لطرد هذه الحرارة فى الجو، ويرجع الزيت داخل دائرته المغلقة وقد تخلص من الحرارة التى حمل بها.

الوظيفة الأساسية للزيت فى المحولات هى العزل والتبريد، ويوجد بكل محول خزان زيت رئيسي تغمر به الملفات الابتدائية والثانوية للمحول، كما يوجد خزان تعويضي مركب على الخزان الرئيسي (انظر الشكل 5-25)، ويتصل بالخزان الرئيسي عن طريق أنبوب، ويتميز بوجود وحدة تنفيس تسمى خزان التمدد، وهو يحافظ على جعل الخزان الرئيسي مملوء بالزيت في جميع الأوقات مما يتيح فرصة التمدد والانكماش نتيجة مرور

www.drgilany.com

تيار عالي. وقد يصل وزن الزيت فى محولات الجهد العالى إلى حوالي 90 طن، في حين أن وزن المحول بدون زيت 360 طن وهذا يوضح أهمية زيت التبريد.

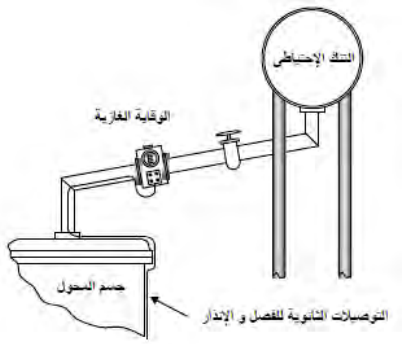
و هذا الزيت له مواصفات خاصة من أهمها أن يكون عازلا كهربيا جيدا، وألا يتبخر إلا عند درجة حرارة عالية، ويكون خال من الشوائب، خال من الأحماض والكبريت. والأهم من كل ذلك أن يكون منخفضا فى نسبة الرطوبة، والتى تقاس بوحدة (PPM) وحدة ماء لكل مليون وحدة زيت بحد أقصى 17PPM حيث أن ملعقة صغيرة من الماء كافية لانهيار عزل المحول.

5-5-2 الوقاية ضد ارتفاع حرارة الزيت Buchholz Relay

ونظرا لأهمية الحفاظ على كمية الزيت بالمحول دون نقص فقد زودت جميع المحولات الزيتية فى المسافة بين خزان الزيت التعويضى وبين المحول نفسه بجهاز يسمى Buchholz Relay كما فى الشكل 5-25.

وعموما فإنه فى حالة الأعطال SC فإن تياراً عالياً سيمر خلال ملفات المحول ويتسبب فى ارتفاع كبير فى درجة حرارة الزيت، فإذا استمر هذا العطل مدة طويلة دون أن يتم فصله بواسطة نظم الوقاية الخاصة بالمحول (التى تعتمد على الإشارات الكهربية كما هو الحـــــــــال فى Differential , O.C , EF)، فإن درجة حرارة المحول سترتفع بشدة، وقد يتسبب ذلك فى انفجار المحول، ولذا فقد تم إضافة نوع آخر من أجهزة الوقاية إلى المحولات.

Buchholz Relay

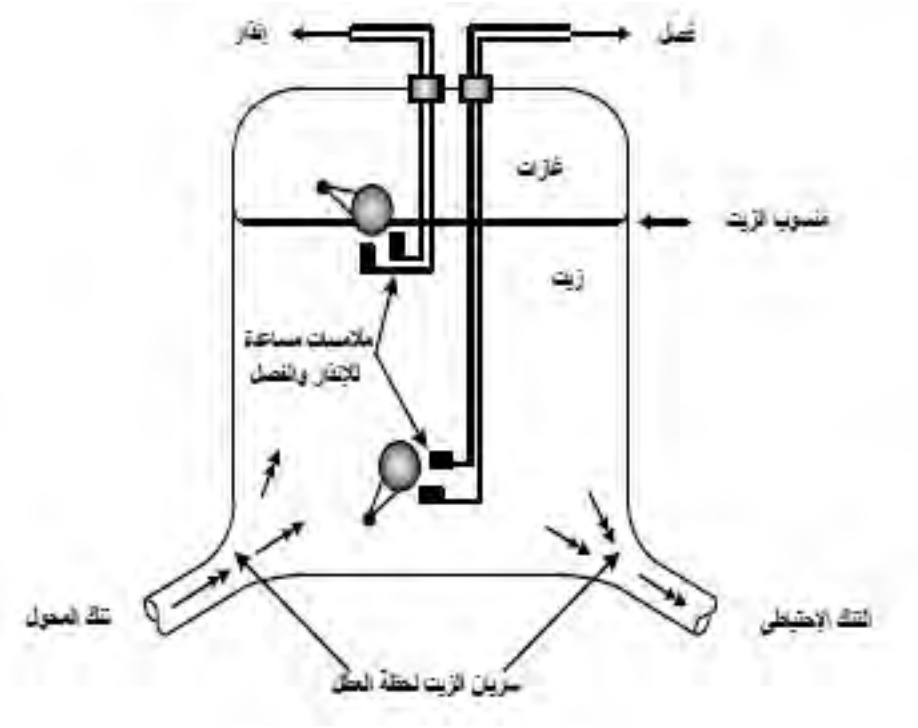


شكل 5-25 مكان تركيب

وفكرة عمل هذا الجهاز أنه فى حالة حدوث أحمال زائدة فسيسخن الزيت، ويتحلل جزء منه منتجاً غازات تتجمع مع الوقت و تضغط على عوامة داخلية، وهى موصلة بدائرة إنذار لتنبيه مهندس التشغيل أن هناك

www.drgilany.com

بوادر مشكلة. فإذا كان تيار العطل كبيراً، والارتفاع فى درجة الحرارة عاليا، فسينتج غازات بكمية كبيرة تندفع بسرعة وتضغط لأسفل بقوة أكبر حتى تصل إلى عوامة ثانية (شكل 5-26)، فتقوم بغلق دائرة فصل المحول مباشرة من الخدمة، وهذا لن يتم إلا فى حالة الأعطال شديدة الخطورة والتى سببت تحلل كبير للزيت وضغط كبير على العوامة. هذا النوع من الوقاية يعتمد على التأثير الحرارى للأعطال، ويعتبر من الوقايات الأساسية – رغم أنه من الحمايات غير الكهربية – لأنه يمكنه أن يفصل المحول مباشرة.



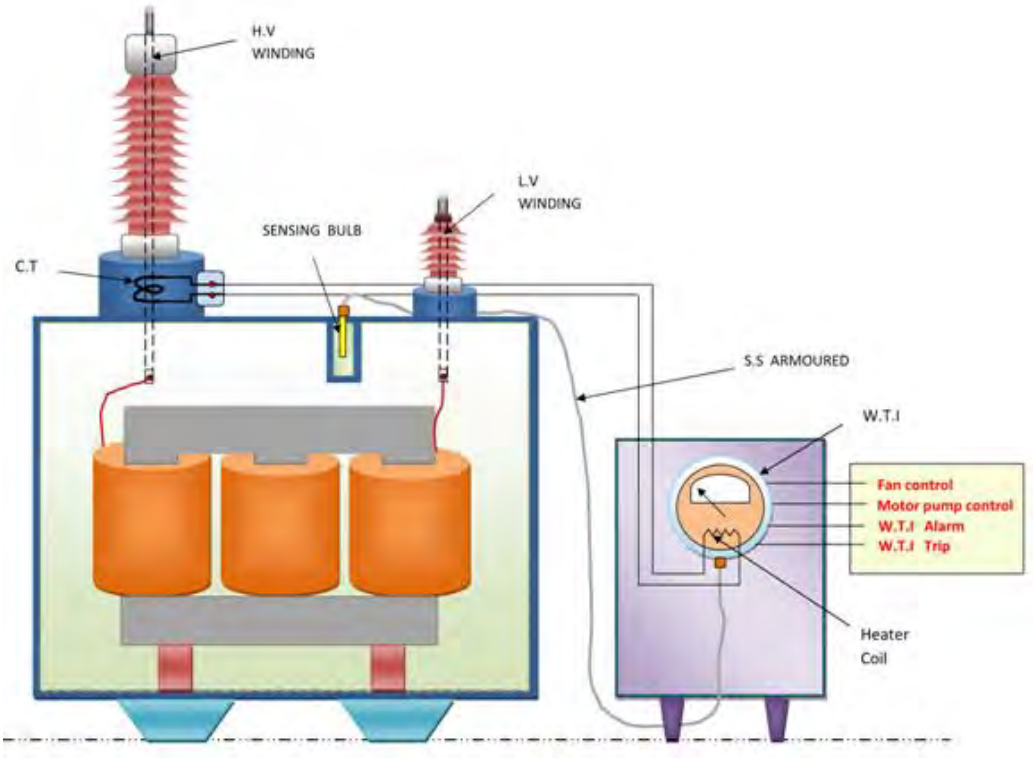
شكل 5-26

5-5-3 الوقاية ضد ارتفاع حرارة الملفات

لا يمكن وضع sensor داخل ملفات المحول لكن يمكننا أن نحصل على indication أو مؤشر لدرجة الحرارة من خلال هذا الجهاز Winding Temperature Indicator, WTI (49T). وفكرة عمل هذا الجهاز كما هو واضح في الشكل 5-27 تعتمد على قياس درجة زيت المحول مع الأخذ في الاعتبار قيمة الأحمال التي يغذيها المحول . ويتحكم هذا الجهاز أساسا في فصل وتشغيل المراوح. ويتم ذلك بواسطة انتفاخ به غاز ذو معامل تمدد حراري مرتفع – هذا الانتفاخ مغمور في زيت المحول ومن ثم فهو يتـــــــأثر مباشرة بحـــــــــــــــرارة الزيت مثل الـ Oil Temperature Indicator لكنه أيضا

www.drgilany.com

يتأثر بتيار الملفات حيث أنه يحيط به ملف يغذى من محولات تيار يمر بها تيار يتناسب مع حمل المحول يعمل على تسخين الانتفاخ بقيمة تتناسب مع حمل المحول كما في الشكل.



شكل 5-27

وجهاز الوقاية ضد ارتفاع حرارة الملفات يكون مركبا على جسم المحول وله مؤشر يقيس درجة حرارة الملفات – وله أربع نقط تلامس (واضحة بأربعة ألوان الشكل 5-28 عند 70 و 80و 90 و100) و يمكن ضبط كل منها على قيم مختلفة.

وفي العادة يتم ضبط نقط التلامس الأولى لتشغيل المرحلة الأولى من المراوح على درجة حرارة من 70 – 60 م، ونقط التلامس الثانية لتشغيل المرحلة الثانية من المراوح تضبط على درجة حرارة 80 م، ونقط التلامس الثالثة لتعطى إنذار بارتفاع حرارة الملفات، وتضبط على درجة حرارة 90م، ونقط التلامس الرابعة لتعطى إشارة فصل المحول وتضبط على درجة حرارة 100م.

www.drgilany.com

شكل 5-28

5-6 الوقاية ضد الفيض العالى OVERFLUX PROTECTION

من المعروف أن المحول يتعرض لمستويات من الفيض المغناطيسى عالية جداً قد تصل فى بعض الأحيان إلى حد التشبع. ومن المعروف أننا نصل إلى الجهد الطبيعي للمحول مع التردد الطبيعي عند نقطة أقل من حد التشبع بحوالى 10%. فإذا زاد الفيض عن حد التشبع فسيسبب هذا الفيض العالى فى زيادة مرور ما يسمى بـ Eddy Currents فى كل الأجزاء الحديدية فى المحول، ولذلك فبعض هذه الأجزاء الحديدية مثل القلب Core تكون على شكل شرائح لمقاومة هذه التيارات وتقليل قيمتها. لكن هناك أجزاء معدنية فى المحول لا سيما القوائم الحديدية الرئيسية الحاملة للمحول لا يمكن أن تصنع على شكل شرائح، وبالتالي تصل قيمة eddy currents فيها إلى قيم عالية، يمكن أن تسبب ضغوطا مغناطيسية عالية على هذه الأجزاء، وتتسبب فى كسرها. ولتجنب هذه المشكلة فإننا نحتاج إلى طريقة لاكتشاف أن الفيض قد زادت قيمته عن القيم المسموح بها.

www.drgilany.com

ومن أهم أسباب حدوث ذلك حدوث فصل مفاجئ لـ Large reactive load متصل على جهة الثانوى لمحول بينما لايزال جهة الابتدائى متصلة بالمصدر، فعند ذلك سيرتفع الجهد على هذا المحول ويحدث له Overexcitation فيزيد تيار الابتدائي بشدة ويحدث تشبع لمحولات التيار في هذه الجهة. لكن هذه الحالة تتميز بارتفاع في قيم الـ Odd harmonics، فالـ Fundamental تمثل تقريبا 52% يليها التوافقية الثالثة (حوالى 26%) ثم الخامسة (حوالى 11%). فأما التوافقية الثالثة 3rd Harmonic لكننا لا نستطيع الاعتماد عليها ولا على مضاعفاتها بسبب وجود Delta Connection التي تدور بداخلها هذه التوافقيات ولا تظهر على أطراف المحول، ومن ثم يستخدم التوافقية الخامسة 5th harmonic للتمييز بين حالة الـ Over Excitation وبين الأعطال العادية، حيث ترتفع قيمتها جدا أثناء حدوث الـ Overexcitation .

وإحدى هذه الطرق هى طريقة Volts-per-Hertz في جهاز الـ Over Excitation Relay، أو الـ Over flux Relay (24)، والتى تعتمد فى فكرتها على أن الفيض يتناسب طردياً مع الجهد المتولد، ويتناسب عكسياً مع التردد، أى أن

$$\phi \quad \alpha \quad \frac{V}{F}$$

ويمكن استنتاج العلاقة السابقة أيضا من المعادلة المعروفة:

$$V = 4.44\, N\phi F$$

وبالتالي فيمكن قياس الفيض (أو بمعنى أصح أمكن قياس كمية تتناسب مع الفيض) باستخدام هذه الكمية الجديدة: (V/F)، فإذا ارتفع الفيض عن قيمة محددة فمعنى ذلك أن نسبة الجهد إلى التردد سيرتفع، وتصبح الكمية (V/F) عالية جدا لأن باقى عناصر المعادلة ثوابت، فيتم فصل المحول.

وغالبا يستخدم هذا النوع من أجهزة الوقاية من المحولات المتصلة بالمولدات Unit Generation أو مع المحولات التي تتصل بأحمال Inductive كبيرة.

7-5 الاتجاهات الحديثة لتطوير الوقاية الكهربية للمحولات

ظهرت فى الفترة الأخيرة العديد من الأبحاث العلمية التى ساهمت فى الوصول إلى أنظمة وقاية متطورة فى مجال الوقاية الكهربية للمحولات فى العديد من الموضوعات ولعل من أهمها ما يلى:

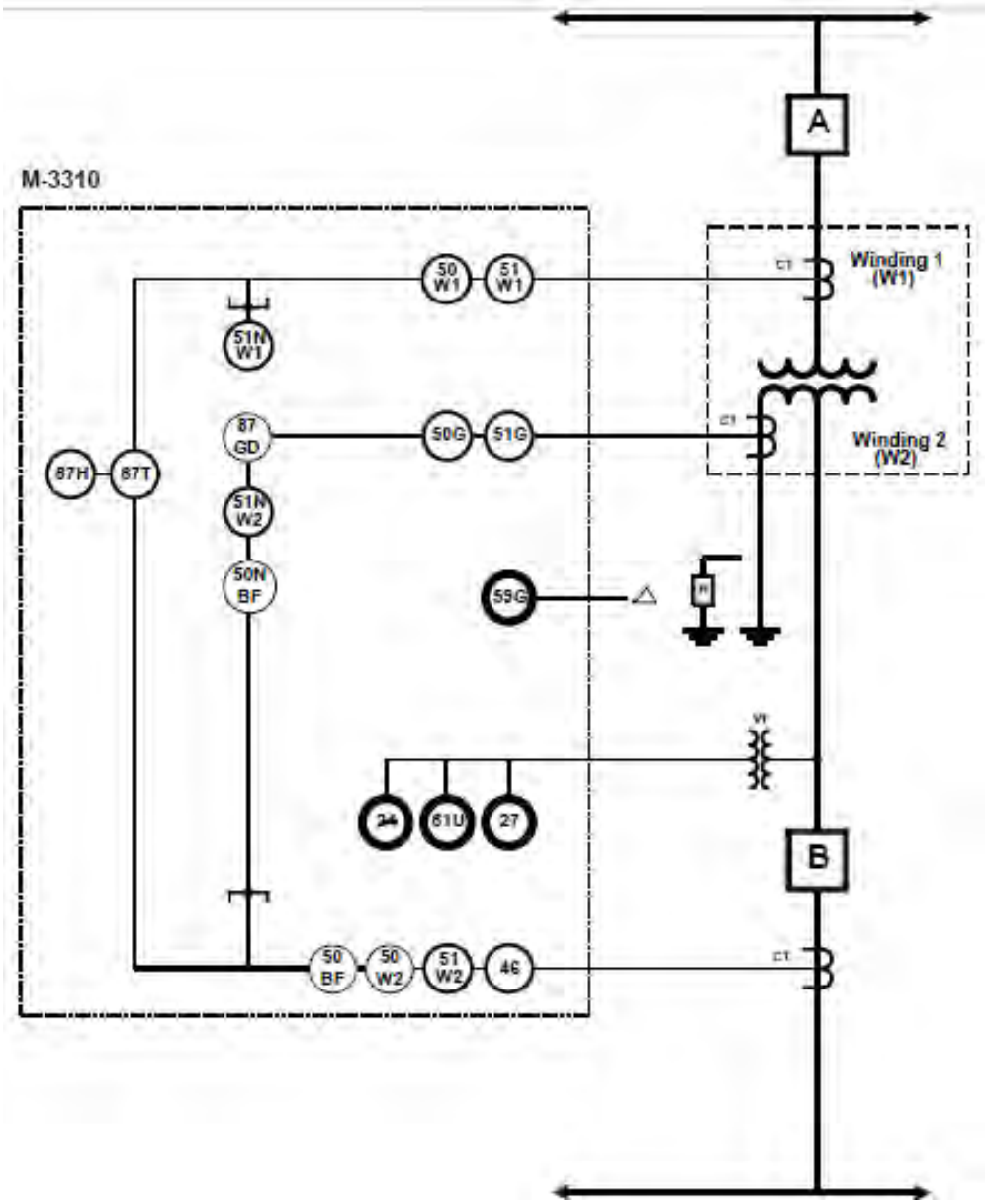
www.drgilany.com

- اكتشاف الأعطال التى يكون لها تيار صغير لا تستطيع أجهزة الوقاية ملاحظته ومن ثم فصل المحول ووقايته سريعا للوقاية من أضرار هذه الأعطال مثل أعطـــــــــال الـ (turn to turn) والتى تشمل عدد قليل من اللفات. وتكمن الخطورة فى عدم اكتشاف هذا النوع من الأعطال فى أنه يساهم فى التأثير على جودة عزل المحول Insulation مما يعرض المحول للدمار على المدى البعيد.
- التشبع الذى يصيب محولات التيار المستخدمة فى الوقاية وطرق اكتشافه وتمييزه سريعا لحماية الوقاية التفاضلية من العمل بصورة خاطئة خاصة مع الأعطال خارج منطقة الحماية.
- التمييز الدقيق لتيار الاندفاع في المحولات وطرق التعرف عليه وتجنب العمل الخاطئ للوقاية التفاضلية للمحولات أثناء فترة وجوده مع عدم التأثير على حساسية الوقاية أثناء فترة وجود تيار الاندفاع.

www.drgilany.com

8-5 مخطط الحماية الكاملة

في الشكل 5–29 نموذج للمجموعة الكاملة المستخدمة في وقاية محول قدرة عالية باستخدام Multi-Function Relay موديل رقم M-3310.



شكل 5-29

لاحظ مايلى في الشكل السابق:

www.drgilany.com

1- الوقاية الاحتياطية متعددة، وتشمل حماية الملفات باستخدام الوقـــــــاية Overcurrent , 50W / 51W مركبة في كلا من الجانبين.

2- وبالمثل أجهزة Overcurrent أخرى في دائرة الـ Neutral للحماية من الأعطال الأرضية.

3- بما أن المحول موصل دلتا من جهة المصدر (Primary winding)، وبالتالي لا توجد Neutral، ولذا فهو مزود في هذه الجهة بـ Residual Overcurrent Protection, 51N للوقاية من الأعطال الأرضية في هذا الجانب، حيث يستخدم Toroidal CT حول الـ Three phase الداخلين على الدلتا، ومن مجموعهم يكتشف العطل.

4- أجهزة الوقاية الميكانيكية (Gas pressure Relay,63)، (Thermal Relay, 49) لم تظهر في الشكل لأنها تعتبر جزء من تركيب المحول.

5- فكرة استخدام overvoltage protective relay, 59G مشروحة بالتفصيل في الفصل السادس عند الحديث عن تأريض المولد خلال محول توزيع. والكلام يطبق هنا تماما.

www.drgilany.com

6 الفصل السادس

وقاية المولدات الكهربية

لأن المولد هو الأهم بين كل عناصر منظومة القوى الكهربية فإنه يتميز بكثرة أجهزة الوقاية المركبة عليه وتعددها. فمن هذه الأنواع الوقاية ضد زيادة التيار، وضد الأعطال الأرضية، وضد الفيض الزائد Over flux، وكذلك الوقاية التفاضلية، والوقاية الاتجاهية، والوقاية ضد زيادة الجهد أو انخفاضه، والوقاية ضد فقد مصدر الفيض Loss of Excitation، وغيرها. وأغلب هذه الأنواع تم التعرض لها فى فصول سابقة لكننا سنتعرض هنا فقط للنقاط الخاصة بالمولدات والتى لم تذكر عند شرح هذه الأنواع سابقاً.

ومن أهم السمات التى يجب أن تتحقق فى وقاية المولدات بقوة هى سمة التأمين Security، بمعنى أن المولد لا يجب أن يفصل إلا فى حالة الأعطال الداخلية، أو الأعطال الخارجية التى عجزت أجهزة الوقاية الأخرى عن فصلها، فإذا فقد نظام الوقاية هذه السمة فإنه ربما يفصل على أى عطل يقع فى الشبكة فيتسبب فى انقطاع الخدمة دون داع. هذا بالإضافة إلى بقية السمات الأخرى التى يجب توافرها كذلك مثل الاعتمادية والاختيارية Reliability & Selectivity.

ويتكون Synchronous Generator من جزئين أساسيين هما Rotor and Stator، حيث يتصل Rotor بالتربينة التى تعطيه الحركة فيدور، فيقطع الفيض المتولد فيه الملفات الموجودة داخل Stator، فيتولد بها قوة دافعة كهربية.

وبصفة عامة فإن Generator فى الحياة العملية يحتاج إلى العناصر الآتية ليعمل بصورة صحيحة:

- (Prime-mover (Turbine),
- Excitation,
- Control and Protection system..

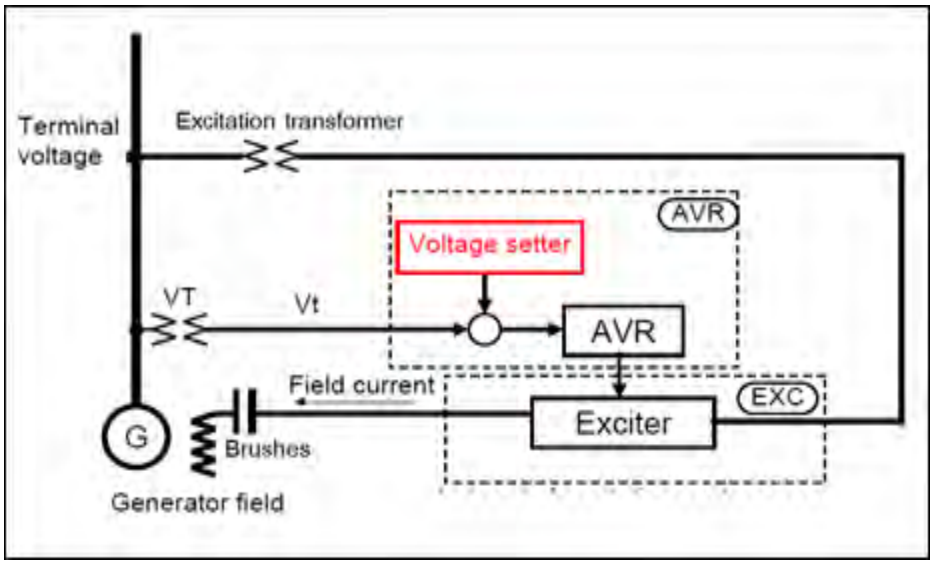
www.drgilany.com

وتعتبر من الأساسيات لمهندس الوقاية أن يكون ملما بتركيب المولد والعلاقات الحاكمة لعمله، وهو ما سنوجزه باختصار فى الصفحات التالية قبل أن نتكلم عن طرق وقاية المولد.

6-1 منظومات المجال (EXCITATION SYSTEMS):

منظومة الـ Excitation system هى مجموعة المعدات المسئولة عن تغذية الـ Rotor في المولد بالتيار المستمر (DC). ويمكن تقسيم هذه المعدات إلى قسمين (شكل 6-1):

- القسم الأول منها مسئول عن توصيل التيار من المصدر حتي ملفات الـ Rotor، وتسمي دائرة القوي لنظام التغذية (Power circuit).
- أما القسم الثاني منها فهو منظومة التحكم الآلي للجهد (ويسمى منظم الجـــــــهد Automatic Voltage Regulator (AVR)) و هي مسئولة عن التحكم في قيمة تيار تغذية المجال (field current) حسب قيمة الجهد وظروف التشغيل.



شكل 6-1

6-1-1 طرق تغذية الـــ (Excitation Systems):

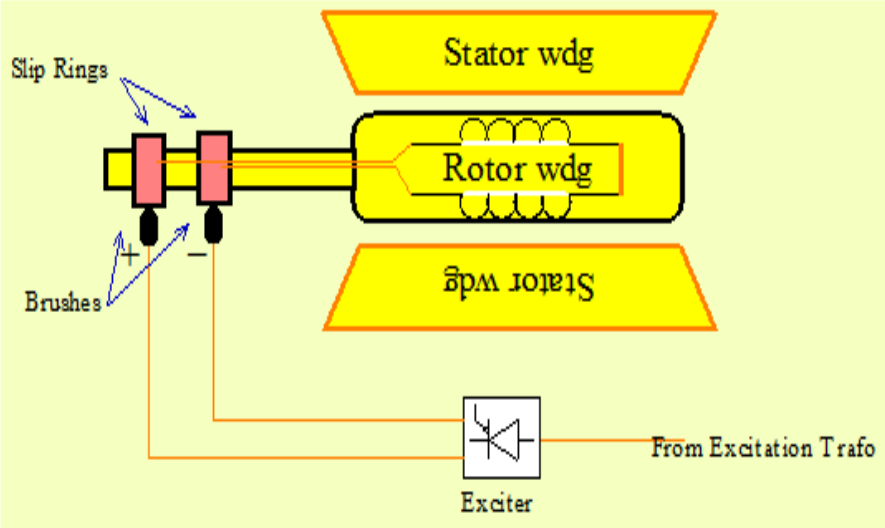
يمكن تقسيم طرق التغذية للمولد إلى نوعين رئيسيين (Static and Dynamic).

www.drgilany.com

النوع الأول نظام التغذية الساكنة Static Excitation تكون فيه كل المعدات المسئولة عن توصيل التيار المستمر إلى الـ Rotor ساكنة لا تتحرك. ويتم نقل التيار منها إلى الـ Rotor عن طريق استخدام فرش كربونية **Brushes** وحلقات انزلاق Slip Rings، ولذلك يسمي هذا النوع بالتغذية ذات الفرش الكربونية (Brush Excitation).

ويتكون هذا النظام من أربعة أجزاء رئيسية كما بالشكل 6-2:-

- محول التغذية Excitation Transformer
- دوائر التوحيد (الخاصة بتغذية المجال الكهربي) Excitation Rectifier
- منظم الجهد Automatic Voltage Regulator (AVR)
- الفرش الكربونية وحلقات الانزلاق Brushes and Slip rings.



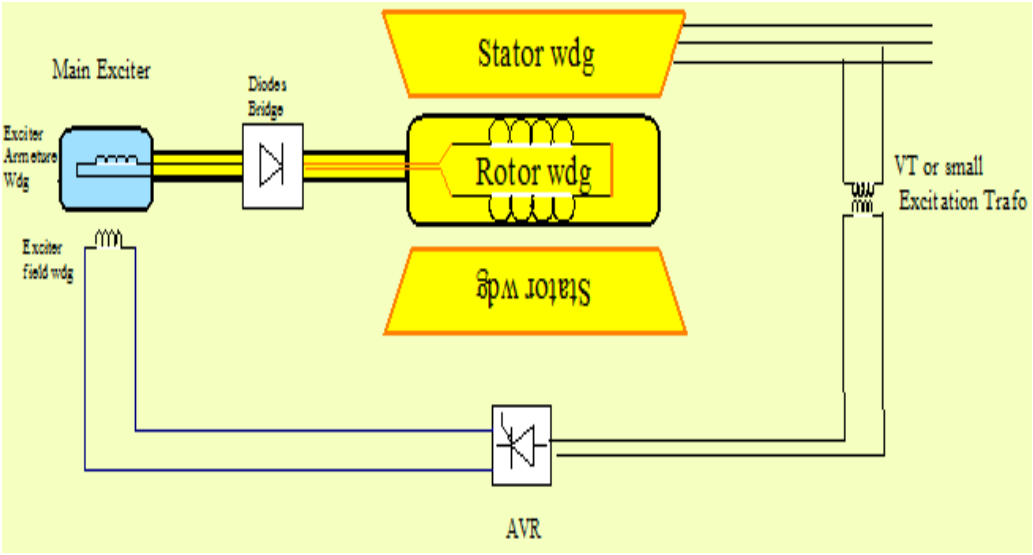
شكل 6-2

أما النوع الثاني فهو نظام التغذية المتحركة DYNAMIC EXCITATION حيث الأجزاء المسئولة عن تغذية الـ Rotor توضع علي نفس عمود الدوران و تتحرك بنفس سرعة الـ Rotor، وبالتالي لا نحتاج للفرش الكربونية لنقل التيار منها إلى الـ Rotor، ولذلك يسمي بنظام التغذية بدون فرش (brushless excitation). ويمكن التغذية باستخدام طريقتين أساسيتين:

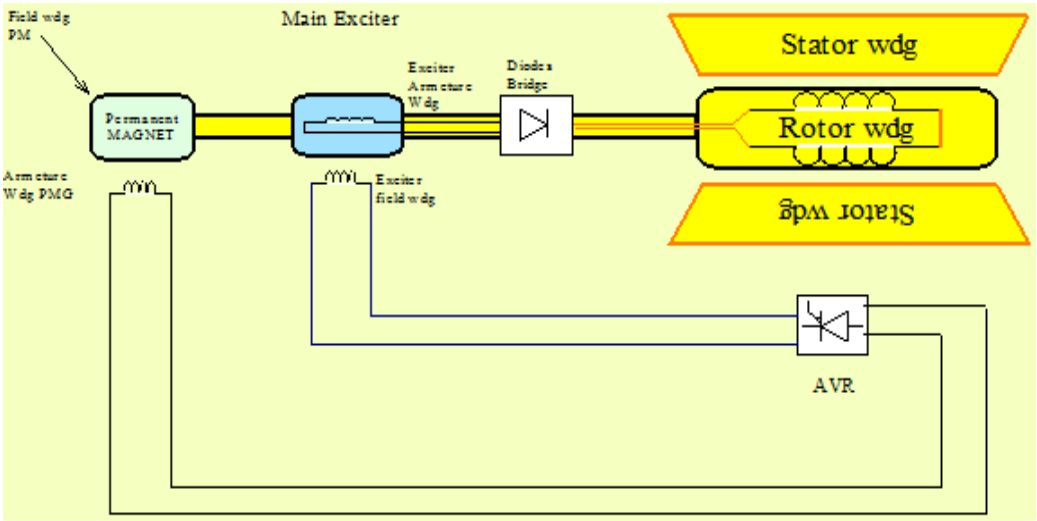
www.drgilany.com

1- إما أخذ التغذية مباشرة من خرج المولد كما هو مبين بالشكل 6-3.

شكل 3-6



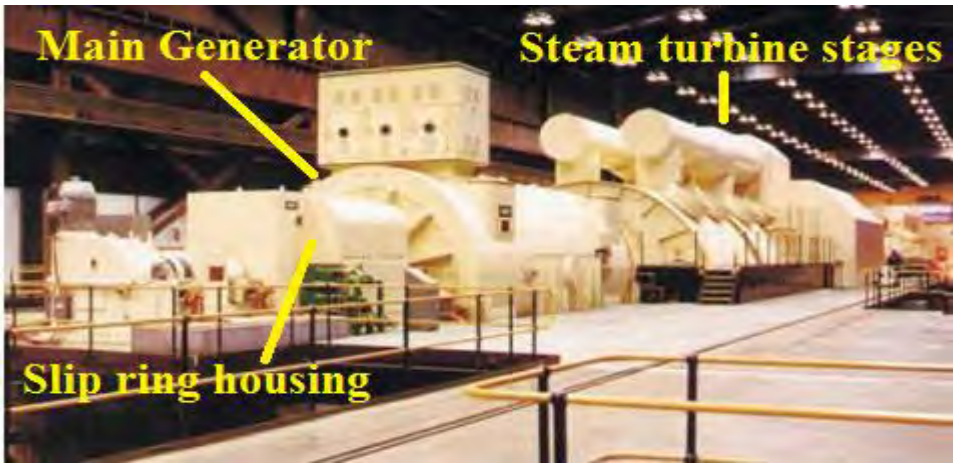
2- أو عن طريق استخدام مولد بمغناطيس دائم Permanent Magnet وهذه الطريقة تختلف عن الطريقة السابقة بأنها لا تحتاج إلى تغذية ابتدائية Initial Excitation فهى لا تعتمد في البداية علي الجهد الموجود علي أطراف المولد، والذي يكون في البداية صفرا، كما هو مبين بالشكل 6-4. وهذه الطريقة مشروحة بالتفصيل في الباب الثالث من كتابى الرابع (هندسة القوى الكهربية ولذا لا نحتاج لإعادة شرحها هنا.



شكل 6-4

www.drgilany.com

و الشكل الحقيقي لهذه العناصر تظهر فى الشكل 6-5. وعادة في محطات التوليد يفضل استخدام نوع التغذية (Brush excitation) وذلك لسهولة إجراء الصيانات، كما أن أعطاله قليلة بالمقارنة بالنوع الثاني والذي يحتوي علي أجزاء دوارة كثيرة.



شكل 6-5 الشكل الحقيقي لمجموعة التوليد

6-2 منظومات التحكم في المولد

توجد عدة منظومات للتحكم في المولدات منها:

6-2-1 التحكم في جهد التوليد

أثناء التشغيل الطبيعي فإننا نحتاج إلى عنصر جديد وهو Automatic Voltage Regulator، أو الـ AVR الذى يقوم بضبط قيم الجهد عند أطراف المولد عند حدوث أى تغيرات غير طبيعية. فبناء على قيم الجهد التي تدخل لـ AVR يقرر حجم التعديل المطلوب مقارنة بالـ Voltage reference، ولكى نرفع أو نخفض قيم الجهد نحتاج للتحكم في تيار الـ Field (أو بمعنى آخر نحتاج للتحكم في القدرة غير الفعالة التي يحتاجها المولد Reactive Power) وهو ما يقوم به الـ AVR.

فمعلوم أن تيار الـ Field هو تيار مستمر DC نحصل عليه من تحويل التيار المتردد – الخارج من المولد عبر الـ Excitation Transformer – إلى تيار مستمر . وعملية التحويل تتم بواسطة مجموعة من الـ SCRs. ومن خلال التحكم في زاوية الـ Firing angle الخاصة بهذه الـ SCR، يتم التحكم في قيمة تيار

www.drgilany.com

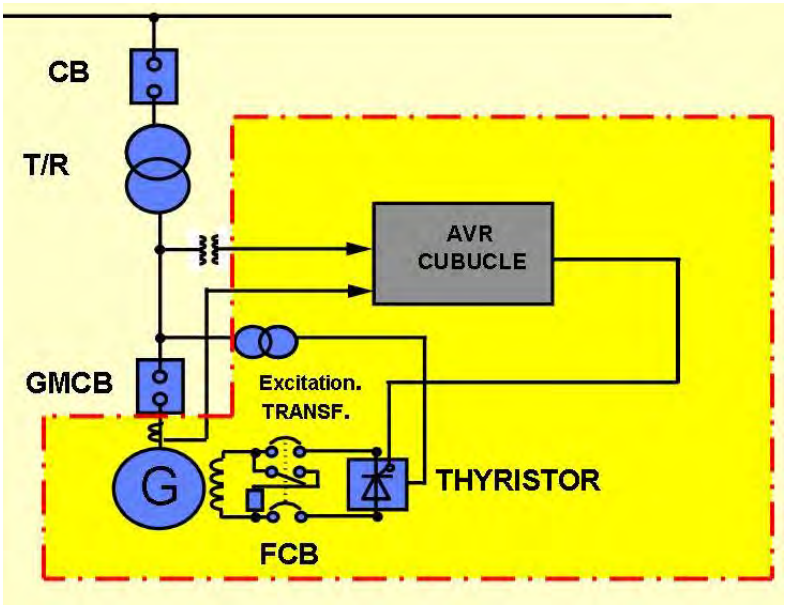
المجال (Field Current)، أو بمعنى آخر يتم التحكـــــم في الـ Reactive Power, Q التي يحتاج إليها المولد كما في الشكل 6-6.

و تيار الـ Field هو المسئول عن توليد المجال المغناطيسي الذى يمر في الـ Air Gap فيقطع ملفات الـ Stator، ويولد فيها الكهرباء حسب قانون فاردى، ومن خلال التحكم في تيار الـ Field يمكن التحكم في عنصرين مهمين هما:

1- التحكم قيمة الجهد على أطراف المولد لأن الجهد يتناسب مع معدل تغير هذا المجال طبقا للعلاقة

$$E \propto \frac{d\varphi}{dt}$$

2- التحكم في قيمة الـ Reactive Power التي يشارك بها المولد، وبالتالي التحكم في الـ Generator Capability Curve كما سنرى لاحقا.



شكل 6-6

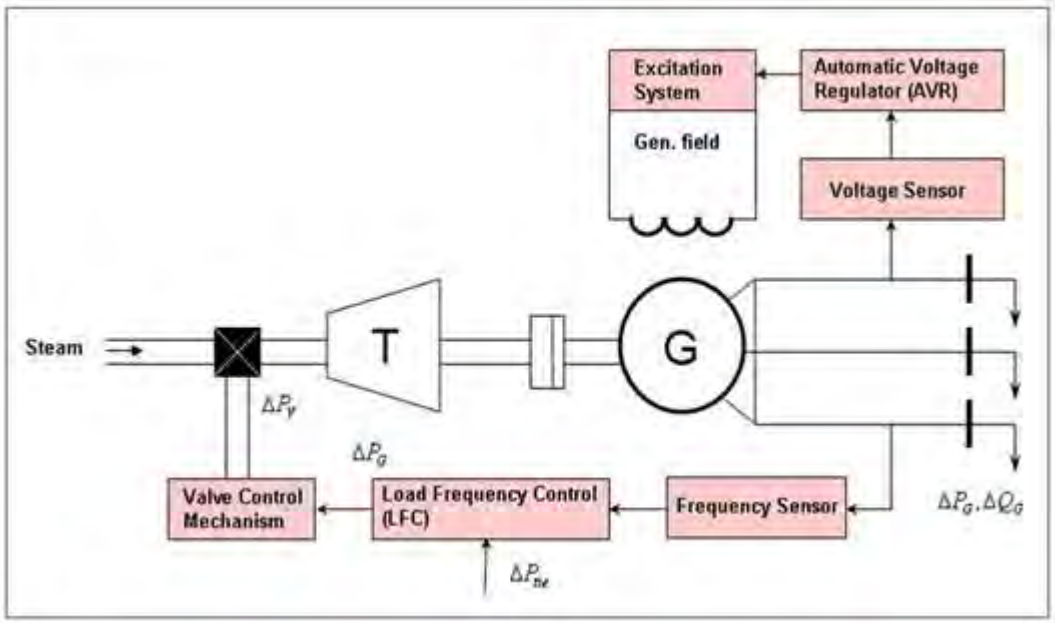
6-2-2 التحكم في تردد التوليد

في الجزء السابق رأينا كيف يتم التحكم في جهد التوليد عن طريق التحكم في المجال المغناطيسي، وبالتالي التحكم في الـ Reactive Power, Q التي يشارك بها المـــــــولد. أما التحكم في الـ Active Power, P التي يشارك بها المولد فيتم من خلال التحكم في القدرة الميكانيكية الداخلة للمولد لأنها هي التي تتحول

www.drgilany.com

إلى Active Power. ويتم التحكم في القدرة الميكانيكية في المحطات البخارية مثلا من خلال التحكم في كمية البخار الداخلة للتربينة. ويمكن تتبع التغير في القدرة الفعالة P المطلوبة من خلال تتبع التغير في قيمة التردد Frequency كما هو معلوم.

ويتم التحكم في زيادة أو نقص القدرة الفعالة التي يشارك بها المولد من خلال الـ Governor الذى يتحكم في كمية البخار الداخلة للتربينة كما هو واضح في الشكل 6-7 الذى يجمع بصورة مبسطة بين نظام التحكم في الـQ ونظام التحكم في الـ P. مع ملاحظة أن التحكم في الـ Governor عملية معقدة لأنه يتبعها التحكم في كمية الوقود وكمية الهواء والتبريد وخلافه ولذا يقوم بهذه المهمة ما يعرف بالـ Distributed Control System, DCS بالمحطة وهو مرتبط بنظام SCADA متكامل لقراءة كافية البيانات المطلوبة لإتمام عملية التحكم.



شكل 6-7

6-3 أنواع الأعطال فى المولد

يمكن تصنيف أعطال المولد إلى ثلاثة أنواع:

- Stator winding Faults

www.drgilany.com

- Rotor Winding Faults
- Excitation faults

وتفصيلا يمكن أن نقول أن الأنواع تشمل:

- ☒ الأعطال دون تلامس مع الأرض وهى الأعطال التى تسمى بـ Phase Faults، وهى نسبياً نادرة.
- ☒ وأعطال تنشأ إذا حدث انهيار للعزل بين اللفات Inter-turn Faults وهى أيضا غير شائعة.
- ☒ أما أشهر الأعطال فتحدث عند انهيار العزل على Phase أو أكثر مع حدوث تلامس مع جسم المولد، وهى ما تسمى بالأعطال الأرضية Earth Faults، وهى يمكن أن تحدث داخل العضو الثابت Stator أو الدوار Rotor .
- ☒ بالإضافة إلى مجموعة أخرى من الأعطال مثل فقدان مصدر توليد الفيض Loss of Excitation أو حدوث Over fluxing
- ☒ أو حدوث تحميل زائد على المولد Excess of stator current وهو ما قد يسبب سخونة ملفات الـ Stator
- ☒ أو حدوث Overvoltage وهو ما قد يسبب انهيار في العزل
- ☒ أو حدوث under frequency والتي يمكن أن تدمر ريش التربينة بسبب الـ Vibration.
- ☒ أو حدوث انعكاس فى اتجاه مرور القدرة وعندها يصبح المولد كأنه موتور.
- ☒ ومن الأعطال أيضا حدوث ارتفاع فى السرعة بسبب انخفاض حاد في التحميل.
- ☒ أو حدوث Unbalance بين الأوجه الثلاثة في الـ Stator بسبب تحميل غير متزن، وهو ما قد يسبب Overheating في الـــــــــــ Rotor بسبب مـــــــرور الـــــــــــ Negative sequence components.
- ☒ أو حدوث Motoring للمولد نتيجة خروج التربينة وعدم وجود Prime mover وهو ما يسبب Overheating للمولد كما له أثار ضارة جدا علي التربينة حيث يعتبر البخار وسط تبريد لريش التربينة ذات الخلوصات (المسافات) الضيقة بين ريش التربينة.
- ☒ أو تحميل زائد يؤدى إلى مشاكل في الـ excitation system.
- ☒ أو حدوث Loss of Synchronism، نتيجة حدوث out of Step وسيؤدى إلى حدوث Pole slipping .
- ☒ أو أعطال ميكانيكية نتيجة الـ Vibration، أو مشاكل في الـ Bearing system، أو حدوث Mechanical resonance أو مشاكل في التزييت والتشحيم.
- ☒ مشاكل في نظام التبريد بالهيدروجين.

www.drgilany.com

ويجب تصميم نظام الوقاية للمولد بحيث يكون قادراً على اكتشاف كل هذه الأنواع، وفصل المولد إذا لزم الأمر.

6-4 الوقاية الرئيسية فى المولدات

المولد يعتبر من أكثر الأجهزة التى يركب عليها أجهزة وقاية، وقد يتعدى عددها العشرين جهاز حسب قدرة المولد. لكن أغلب الأعطال على الأوجه أو الأعطال الأرضية يمكن اكتشافها بواسطة نوعين أساسيين من أجهزة الوقاية:

- النوع الأول هو Biased Differential Protection وقد سبق شرحه فى الفصل الخامس لكننا سنعرضه هنا بشئ من التفصيل والتعديل.
(ملحوظة: بعض المولدات القديمة تستخدم الـ Basic Differential Protection المعروفة باسم Metz- Price Circulating Current)
- والنوع الثانى هو Overcurrent Protection وقد سبق أيضا شرح أساسياته فى الفصل الثالث لكننا سنعرض هنا نوعا خاصا بالمولدات هو Relays Voltage Dependent Overcurrent.

6-4-1 استخدام الوقاية التفاضلية مع المولدات

بالنسبة لـ Differential Relay يتم توصيله مع المولد كما فى شكل 6-8، وقد سبق شرح نظرية عمله فى الفصل الخامس.

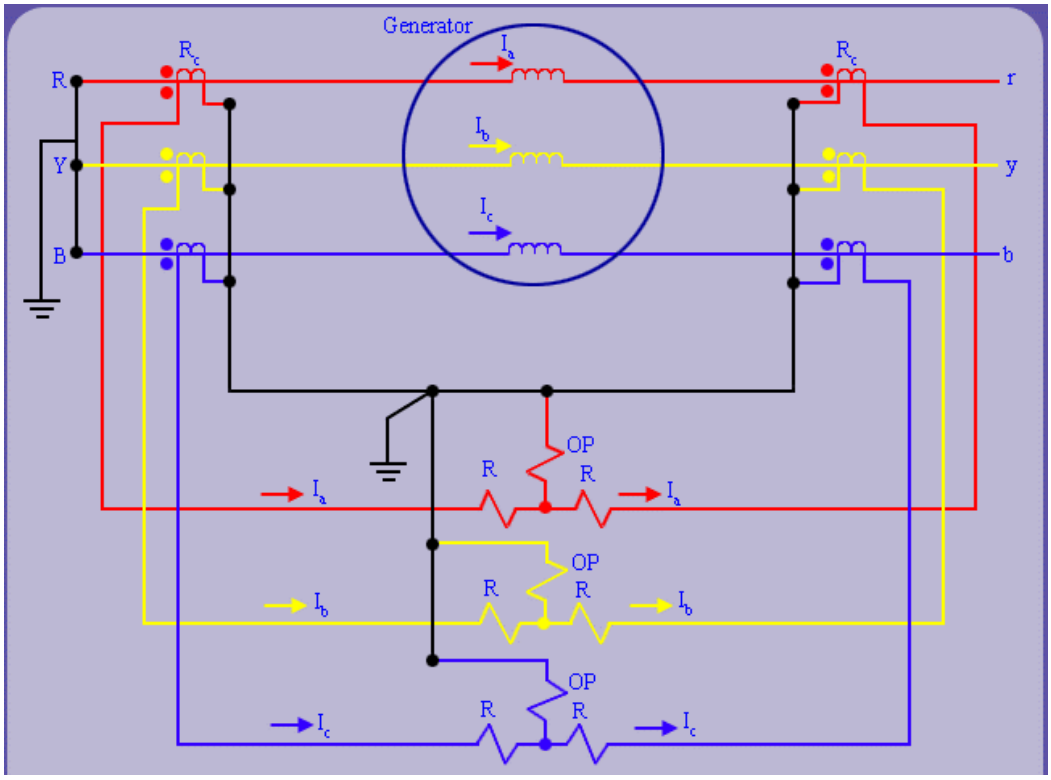
لاحظ الوضع الصحيح لـ Polarity في الـ CT لمنع التشغيل في الظروف الطبيعية (الـ Dot توضع عند نقطة دخول التيار فى الابتدائي ونقطة خروجه من الثانوي)، وبالتالي سيكون التيار يساوى صفرا في الـ Operating Coil.

ملاحظة هامة:

يترتب على تشغيل الـ Differential Relay ثلاثة أشياء:

1- فصل المولد.
2- De-energize the field.
3- إيقاف التربينة.

www.drgilany.com

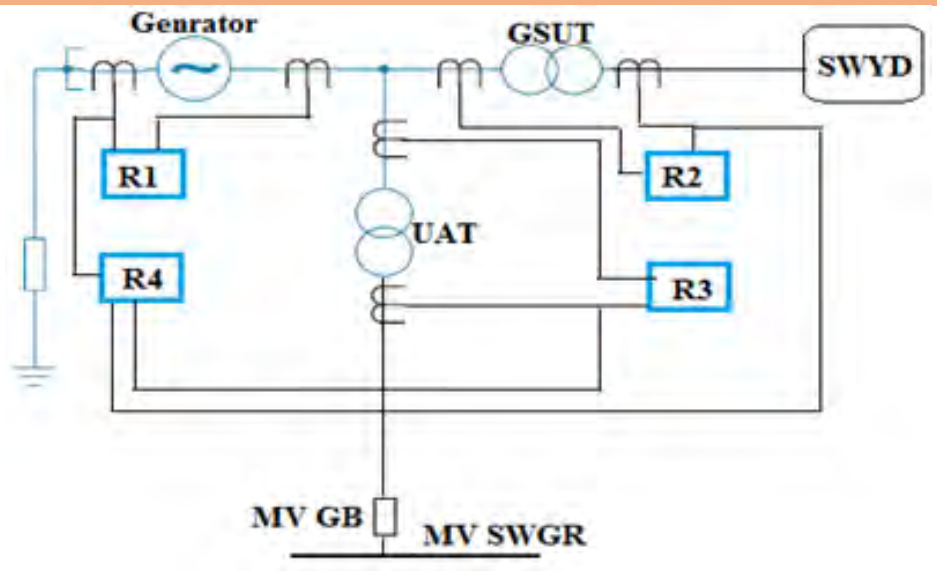


شكل 6-8 الوقاية التفاضلية للمولد.

والوقاية التفاضلية تستخدم، ليس فقط مع المولد، بل هناك أربع أجهزة وقاية تفاضلية كما هو واضح في الشكل 6-9.

1- الوحدة الخاصة بالمولد R1 .
2- الوحدة الخاصة بالمحول R2 .
3- الوحدة الخاصة بالمحول الـ Auxiliary transformer، وهى R3 .
4- والوحدة الرابعة R4 للمولد والمحول و المحول المساعد كلهم معا.

www.drgilany.com



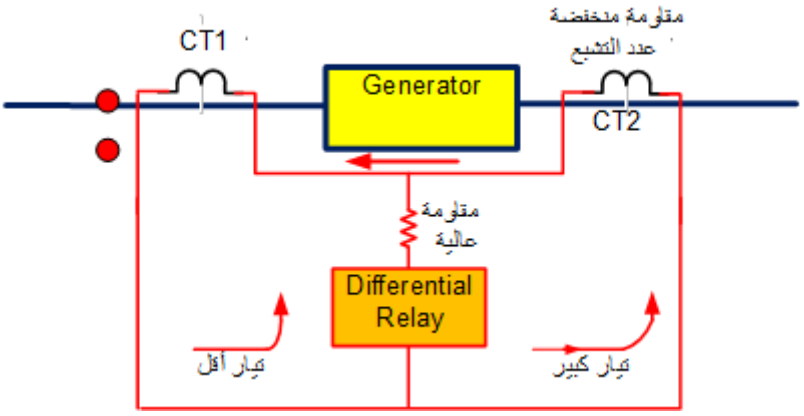
شكل 6-9

لكن الشئ المختلف فى وقاية المولد هو أن الوقاية التفاضلية يدخل عليها نوع من التعديل بإضافة مقاومة عالية على التوالى مع ملف التشغيل ولذا يسمى High Impedance Differential Protection، وهو بالتالي يختلف عن Biased Differential Protection الذى درس في الفصل الخامس فى هذه الجزئية كما فى الشكل 6-10.

وهذا التعديل أدخل على Differential Relay حتى لا يتأثر بحدوث أى Saturation فى CT الموجودة على طرفي المولد. فمن المعلوم أنه فى حالة حدوث تشبع فى أحد الـ CTs الخاصة بالمولد، نتيجة عطل خارجى مثلا فإن Output current يصبح مختلفا تماما عن Input current ومن ثم فإن Differential Relay يرى هذا الوضع على أنه عطل داخلى فيصدر إشارة فصل خاطئة.

وللتغلب على هذه المشكلة فقد وضعت مقاومة عالية على التـــــــوالى مع Relay كما فى الشكل 6-10. وبسبب هذه المقاومة العالية فإن جزء كبير من التيار سيفضل المرور فى مســـــار Saturated CT ذى المقاومة المنخفضة عن المرور فى مسار Relay ذى المقاومة العالية، ومن ثم فلا يتأثر الـRelay بهذه المشكلة.

www.drgilany.com



شكل 6-10 الوقاية التفاضلية المعدلة باستخدام High Impedance

ففى حالة حدوث عطل خارجى فسيحدث أحد أمرين:

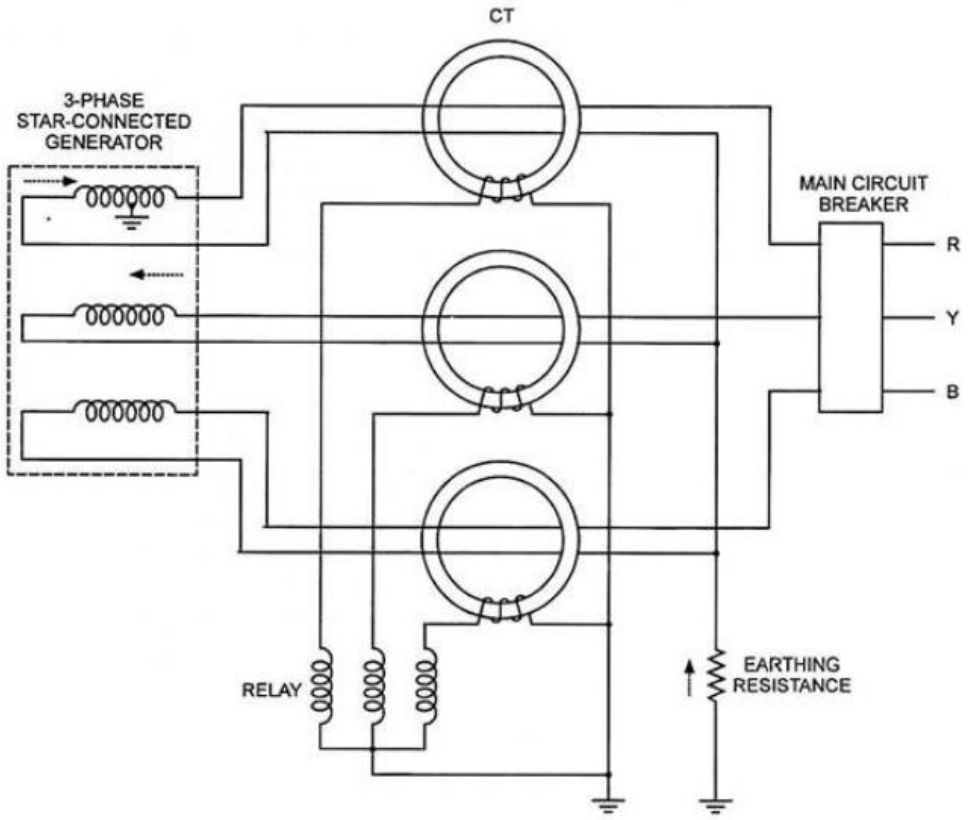
1. إما ألا يحدث تشبع لأى من الـCTs وفى هذه الحالة لن يشعر الـ Relay بالعطل –كما هو مفترض – لأن الفرق بين تيارى الدخول والخروج يساوى صفر داخل الـ Relay لأنهما عكس بعضهما.
2. وإما أن يحدث تشبـــــــع لأحد الـ CTs، بمعنى أن CT2 مثلا يتشبع فيصبح كأنه Short Circuit، وفى هذه الحالة وبعد إضافة المقاومة العالية السابق ذكرها، فإن التيار القادم من CT1 الذى لم يحدث له saturation سيجد أمامه طريقين: أحدهما هو الـ Relay ومعه المقاومة العالية، والآخر هو الـ CT الذى دخل فى الـ Saturation وبالطبع فإن جزءا كبيرا من هذا التيار سيفضل المرور فى الـ Saturated CT2 وبالتالي لن يمر سوى جزء صغير فى الـ Relay ومن ثم لن يتأثر بهذا العطل الخارجى.

مع ملاحظة أنه فى حالة الأعطال الداخلية فسيكون تيارى الـ Two CTs فى اتجاه واحد داخل الـ Relay وبالتالي سيشعر الـ Relay بالعطل كما هو مفترض.

أما إذا حدث Saturation أثناء وجود عطل داخلى فإن ذلك لا يسبب أي مشكلة لأن معنى حدوث Saturation لأحد محولات التيار أن الفرق بين الداخل والخارج سيكون كبيرا ولذا سيفصل جهاز الوقاية، وبما أنه عطل داخلى فهذا الفصل سيكون طبيعيا وليس خاطئا.

6-4-2 الوقاية من أعطال الـ Phase to phase

في هذا النوع نستخدم (Core Type CT (Toroidal CT كما في الشكل 6-11 على طرفي كل Phase ففي الحالة الطبيعية سيكون التيار الداخل يساوى الخارج وبالتالي فالـ net Flux داخل حلقة الـ CT يساوى صفر ومن ثم لا يظهر أن تيار على الملف المركب حول الـ CT، أما عند حدوث عطل بين two phases، أو بين phase to ground فسيتم اكتشافه بسهولة من خلال Overcurrent relay بسبب مرور تيار في ملفات الـ Toroidal CT.



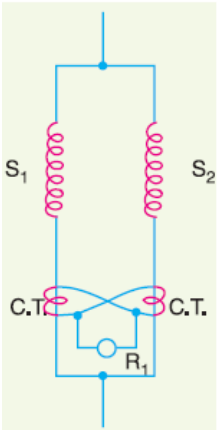
شكل 6-11

6-4-3 الوقاية من أعطال الـ Turn to Turn

هذا النوع من الأعطال لا يكتشف بواسطة الـ Differential relay لأنه لن يحدث فرق بين التيار الداخل والخارج لنفس الـ Phase، ولحسن الحظ فإن هذا النوع من الأعطال لا يحتاج لوقاية لأنه مع الوقت سيتحول إلى Phase to Ground.

www.drgilany.com

ويمكن فقط اكتشاف هذا النوع من الأعطال فى المولدات الضخمة التي يكون فيها الـ Stator مكونا من طبقتين من اللفات فعندئذ فقط يمكن اكتشاف هذا النوع من الأعطال بالدائرة المرسومة في الشكل 6-12.



شكل 6-12

لاحظ أن الملفين المرسومين هما لنفس الـ Phase (Not for two different phases) لأنه كما ذكرنا في المولدات الضخمة يصعب تصنيع ملفات الـ Phase الواحد بمقطع ضخم فيقسم التيار على ملفين في كل phase. الآن وفى هذه الحالة فقط يمكن اكتشاف turn to turn بمقارنة تيارى الملفين اللذين يفترض أنهما متماثلين تماما في الظروف الطبيعية ولن يختلف تيار الملفين إلا إذا حدث عطل (أيا كان نوعه) على أحدهما.

لاحظ أن حدوث عطل بين الملفين الموجودين في الـ Phase الواحد لا يمكن اكتشافه بواسطة الـ Differential relay لأن التيار الداخل والخارج مازال متساويا ولن يكتشف إلا عندما يتحول العطل إلى Phase to Ground.

6-5 استخدام EF في وقاية الـ STATOR

الأعطال الأرضية كما ذكرنا هى الأكثر حدوثا، وهى كذلك – للأسف – الأخطر حيث يتسبب مرور التيار من ملفات المولد إلى جسم المولد فى سخونة نقطة الاتصال (fault point) مما قد يؤدى فى حالة استمرار العطل لمدة طويلة إلى احتراق هذا الجزء من جسم المولد.

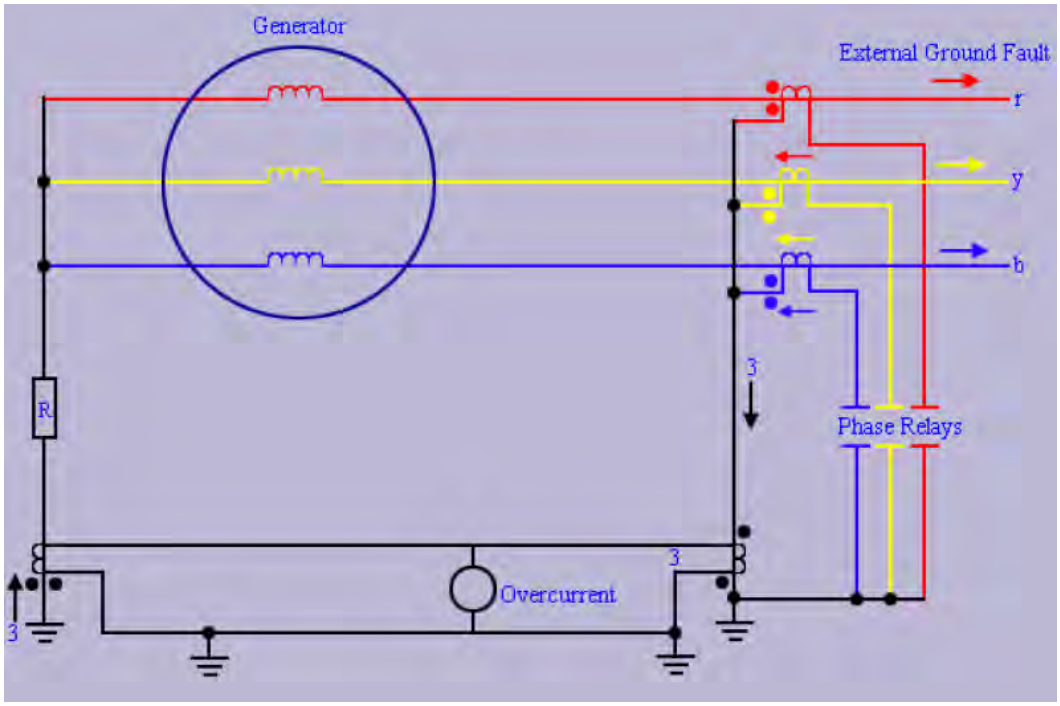
وهناك احتمال أسوأ من ذلك خاصة فى المولدات التى يتم تبريدها بالهواء حيث يساهم هواء التبريد فى زيادة اشتعال العزل حول الملفات والذى هو فى الغالب قابل للاشتعال. علما بأن احتمال نشوء حريق فى حالة

www.drgilany.com

المولدات التى يتم تبريدها بالهيدروجين لا سيما إذا كانت محكمـــــــــة الغلق properly sealed هو احتمال ضعيف جدا، وهذا بالطبع إحدى ميزات التبريد بالهيدرجين.

6-5-1 طرق اكتشاف الأعطال الأرضية

يمكن هنا استخدام نفس الطرق السابق شرحها فى الفصل الثالث. وإن كان أهم هذه الأنواع ما يعرف باسم Restricted Earth Fault Protection وهو النوع الذى سبق شرح فكرته فى الفصل الخامس. وأعيد فقط هنا رسم دائرة تشغيله لكن مع المولد وليس المحول كما سبق. لاحظ أن تيار الأعطال الأرضية كما أشرنا سابقا يتكون أساسا من الـ zero sequence current المشار له بالرقم 3 على الشكل 6-13 وتتم استخدام قيمة الفرق بين التيارين الداخل والخارج من المولد في تحديد الأعطال داخل منطقة المولد كما سبق شرح الفكرة في الفصل الخامس.



شكل 6-13

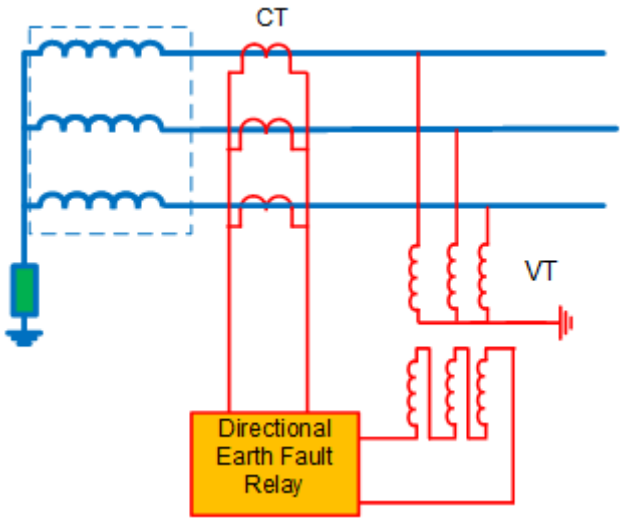
www.drgilany.com

6-5-2 زيادة حساسية EF Relay

ولكن الطرق المذكورة سابقا فى الفصل الثالث لن تصلح إذا كانت المقاومة التى وضعت فى Neutral عالية، أو كانت مقاومة الأرض عالية لطبيعة المنطقة. ففى مثل هذه الأحوال نحتاج إلى زيادة حساسية Earth fault Relay ليتمكن من اكتشاف الأعطال ذات التيار المنخفض.

وأحد الطرق المستخدمة لذلك هى استخدام ما يعرف بـ Directional Earth Fault Relay، الذى تظهر طريقة توصيله فى الشكل 6-14. ومن هذا الشكل يتبين أن الجهـــــــاز لا يدخله فقط Residual current كما فى الطرق التقليدية للوقاية من الأعطال الأرضية وإنما يدخله أيضا Residual Voltage.

و فى حالة Unbalanced Earth Faults فإن قيمة الـ Residual Current = 3 I_0 ستكون قيمة غير صفرية، وفى وجود قيمة – حتى لو كانت صغيرة – للـ Residual Voltage فإن ذلك سيكون كافيا لتصنيف هذا العطل كـ Earth Fault داخل المولد وليس خارجه، وهذا من ميزات هذا النوع.



شكل 6 -14 توصيلة Directional Earth Fault Relay

6-5-3 الوقاية باستخدام Negative Sequence Relays(46)

هذه الطريقة تستخدم لاكتشاف الأعطال الأرضية المنخفضة التيار أو اكتشاف التحميل غير المتزن Unbalance Loading. كما يعتبر Backup protection لجهاز الـ Differential Relay.

ولفهم فكرة هذا النوع من الوقاية نحتاج إلى التذكرة بأن أى Relaying Signal مكونة من ثلاث مجموعات:

1- Positive Sequence

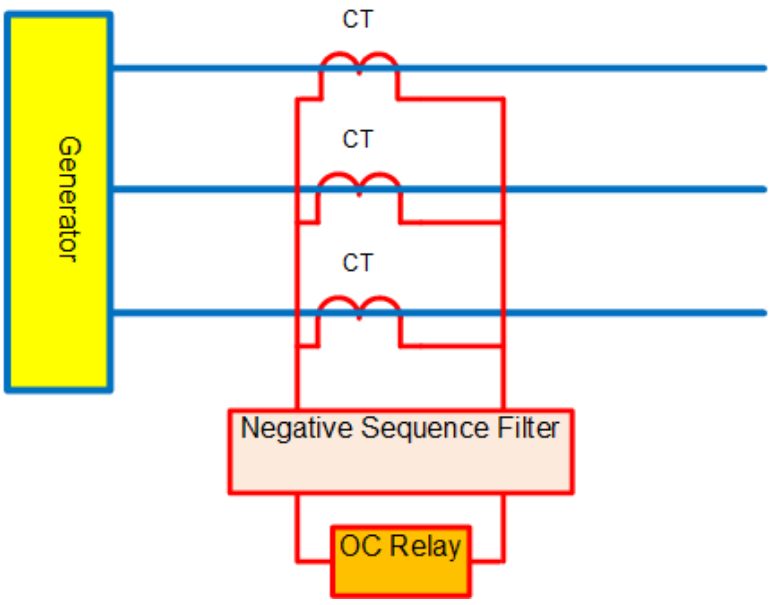
www.drgilany.com

2- Negative Sequence
3- Zero Sequence

ففى حالة التحميل المتوازن على الأوجه الثلاثة، وعندما لا يكون هناك أعطال، فإن المجموعتين الثانية والثالثة تساويان صفر، وليس لهما وجود. لكن عند حدوث عطل تظهر هاتان المجموعتان، وأخطرهما هى مجموعة التتابع السالب Negative Sequence، لأن الفيض المصاحب لهذه المجموعة يدور عكس اتجاه دوران المولد، فينشأ تيار يسمى Negative Sequence Current فى الأجزاء المعدنية من المولد بتردد يساوى ضعف التردد العادى، فإذا كان العادى 50Hz فالتردد الجديد يكون 100 Hz، وذلك لأنه كما قلنا يدور عكس الاتجاه.

وهذه التيارات ذات التردد المضاعف تميل إلى المرور فى أطراف الأجزاء المعدنية الخارجية، ولذا تنشأ Heat Losses فى المولد بسبب هذا التيار، خاصة فى الجزء الدوار، وتتراكم مع الزمن، مما قد يتسبب فى زيادة سخونة هذه الأجزاء، ومن ثم يحدث تدمير للمولد.

ويتم توصيل هذه الوقاية كما في الشكل 6-15.



شكل 6-15.

ولخطورة هذه التيارات فإن الشركات المصنعة للمولدات تعرف كمية خـــــــــــاصة بالمولد كما في Eq. 6-1:

Eq. 6-1: $K = I_2^2 * t$ .....(6 – 4)

حيث

I_2 هو Negative Sequence Current، ويقاس فى هذه المعـــــــــــــــادلة بـ (% of rated current).

t هى الزمن، وتقاس بالثوانى، وحاصل ضربهما معاً يساوى دائماً رقم ثابت خاص بالمولد هو K، وبالتالي كلما زادت قيمة I_2 كلما قل الزمن المسموح لمرورها.

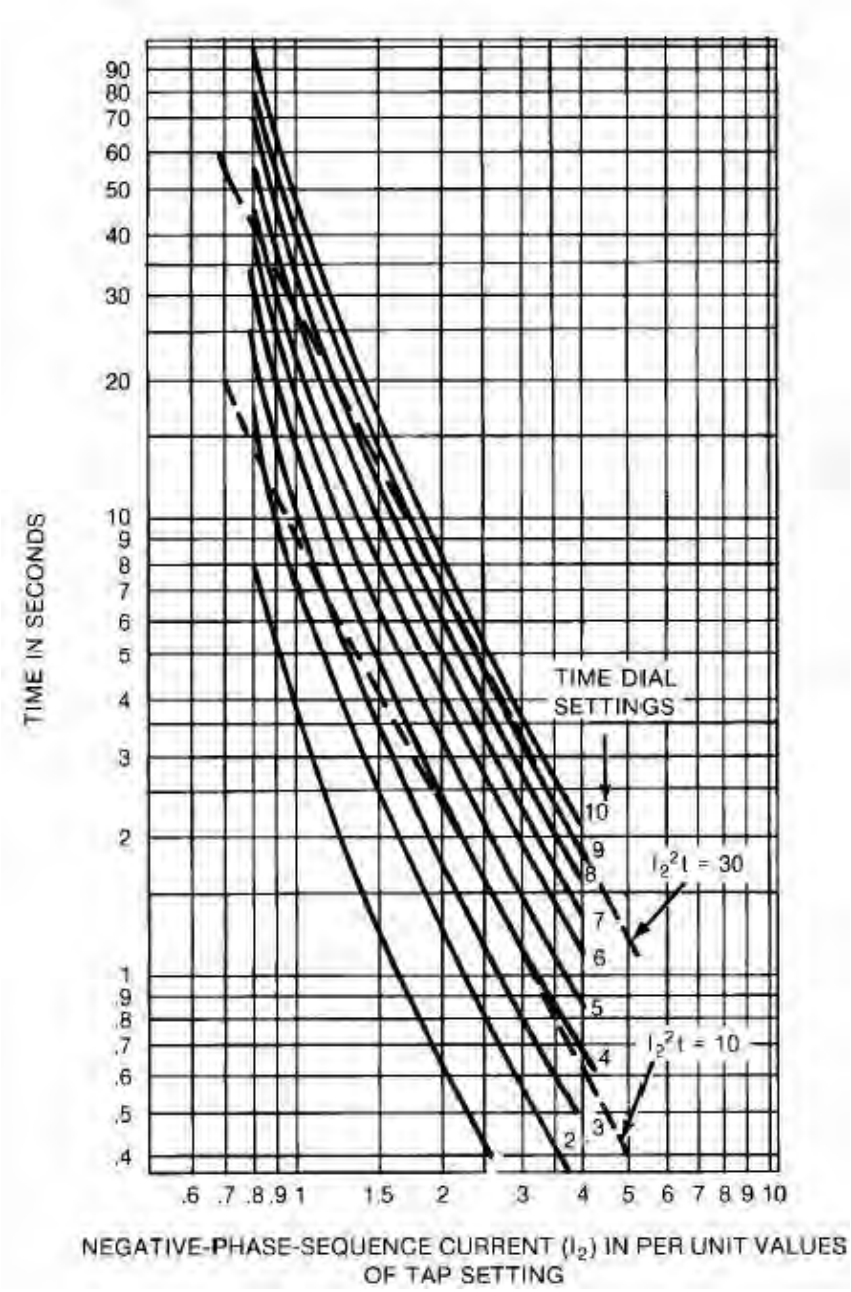
وهذا الرقم الثابت قد يكون 10-20-30-40، وتصمم أجهزة الوقاية ضد زيـــــــــــــادة الـ Negative Sequence current على أساس إذا تجاوز حاصل ضرب (I_2^2* t) هذا الرقم الثابت الخاص بالمولد فإنه يتم فصله فوراً.

ويتم تصنيع هذه Relaysغالباً بمنحنيات متعددة لتناسب كل أحجام المولدات. ومن الأهمية بمكان أن نتأكد من أن منحنيات الـ Relay المستخدم تقع تحت منحنيات القيم القصوى للتيارات سالبة التتابع المسموح بها داخل المولد كما فى الشكل 6–16.

فالـ Generator مثلا الذى له K = 10 يجب أن يكون زمن الفصل جهـــــــــــــاز Negative Sequence Relay له أسرع من الـ Generator الذى له K=30 كما هو واضح من الشكل 6–16.

يجدر ملاحظة أن بعض هذه الأعطال الأرضية (Unsymmetrical) قد يتم فصلها بالوقاية الرئيسية للمولد بصورة أسرع من Negative Sequence Protection، لكن الوقاية سالبة التتابع لابد من وجودها خاصة أنها تكون مفيدة جداً فى حالة Open Conductor مثلاً، والذى سيسبب بلا شك زيادة فى Negative Sequence Current ولا تكتشفها أجهزة الوقاية ضد زيادة التيار، ويكتشفها هذا الجهاز بسهولة.

www.drgilany.com



شكل 6-16 علاقة الزمن والتيار فى Negative Sequence Relay

www.drgilany.com

6-6 الوقاية ضد LOSS OF EXCITATION

لا يمكن فهم هذا النوع من أجهزة الوقاية دون فهم ودراسة ما يعرف بالـ P-Q Curve الخاص بالمولد والذى نشرحه في الجزء التالي.

6-6-1 دراسة منحنى الـ P-Q Curve

أحد أهم المنحنيات التي يجب فهمها جيداً للمهندس الذى يتعامل مع المولدات هو الـ P-Q Curve ويمثل العلاقة بين القدرة الفعالة P والقدرة غير الفعالة Q للمولد. الشكل 6-17 يمثل Capability Curves لأحد المولدات حسب تغير الـ Power Factor وحسب تغير قوة التبريد الهيدروجينية (من قيمة H1 إلى H4) حيث H1 تمثل أقوى تبريد وبالتالي أكبر إنتاج ممكن من المولد.

وعموما فإن الذي يحدد عمل المولدات lagging or Leading هو الجهد على أطراف المولد ، فلو كان جهد الشبكة منخفض فسيكون معامل القدرة للمولد Lagging وسيرتفع تيار Excitation Current بواسطة الـ AVR من أجل أن يضخ المولد MVAR أكبر لمحاولة رفع الجهد على أطراف المولد للقيم المضبوط عليها.

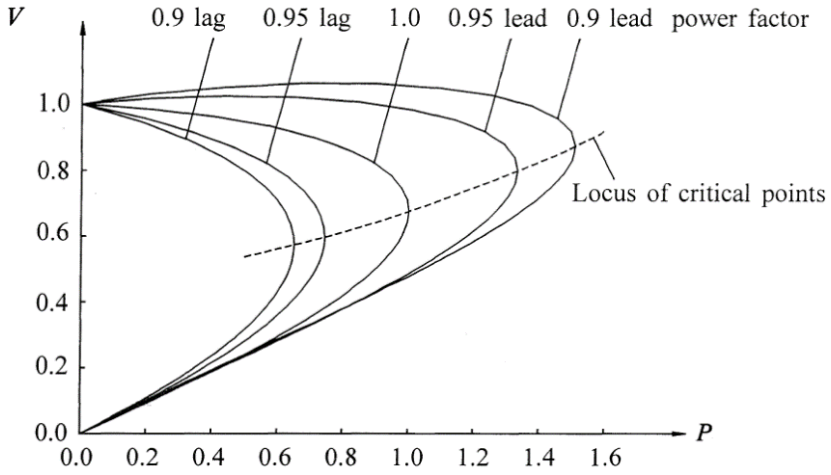
أما لو ارتفع الجهد على أطراف المولد فسيقوم المولد من خلال الـ AVR بالعمل على تخفيض تيار Excitation Current و امتصاص MVAR أكثر من الشبكة لتخفيض جهدها ، ويصبح معامل القدرة للمولد Leading.

لماذا لا يفضل العمل في وضع الـ Leading Power Factor ؟:

إجابة هذا السؤال ستأخذنا خارج سياق الـ P-Q Curve قليلا إلى منحنى الـ Nose Curve الذى يمثل العلاقة بين جهد التشغيل ومستوى التحميل في المولدات ، والذى يمكن رسمه مع قيم مختلفة لمعامل القدرة كما فى الشكل 6-17 حيث نلاحظ أن وضع استقرار الجهد Voltage stability يزداد سوءا كلما اتجه معامل القدرة لليمين أي كلما أصبح more leading فيصبح مدى الاستقرار للجهد أصغر.

فعندما يكون معامل القدرة leading ستلاحظ أن أي انخفاض ولو بسيط في الجهد يمكن أن يؤدى إلى انهيار الجهد بينما في حالة الـ lagging PF فيسمح بالانخفاض في الجهد لمدى أكبر قبل الوصول إلى حافة الأنف التي بعدها ينهار الجهد (لا أدرى هل لهذا علاقة بالجملة الدارجة لمن يتضايق من شيء ما فيشير لأنفه ويقول : وصلت معى إلى هنا!!!!) .

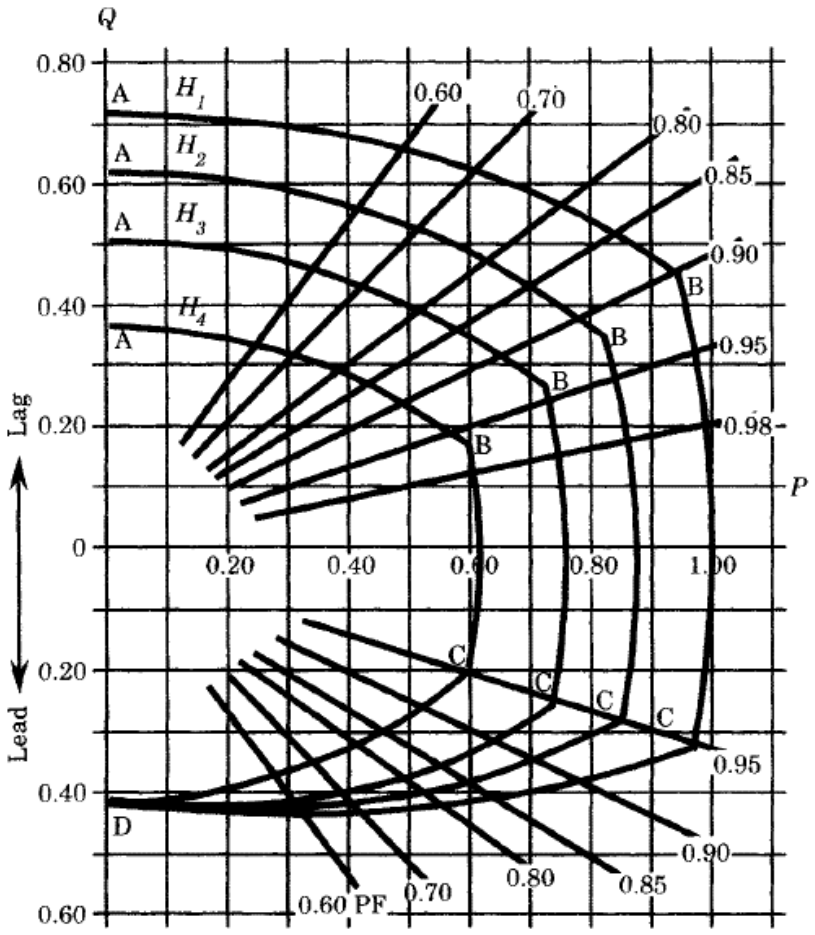
www.drgilany.com



شكل 6 –17 :

وبالعودة إلى منحنى الـ P-Q Curve نقول: أن المنطقة على القوس من B-C تمثل منطقة الـ Rated output لهذا المولد، على اعتبار أن الـ rated power factor = 0.9 لهذا المولد. والمولدات عموما تعمل في منطقة الـ Lagging PF أي تنتج قدرة فعالة وتنتج أيضا Q تصدرها للشبكة، وهذا هو الأصل بسبب أن الجهود في الشبكة غالبا منخفضة عن قيمتها وتحتاج لرفعها فيكون لزاما على المولد أن ينتج Q ليساهم في رفع الجهد (ربما نحتاج بعد ذلك إلى مكثفات أيضا لمزيد من رفع الجهد).

www.drgilany.com

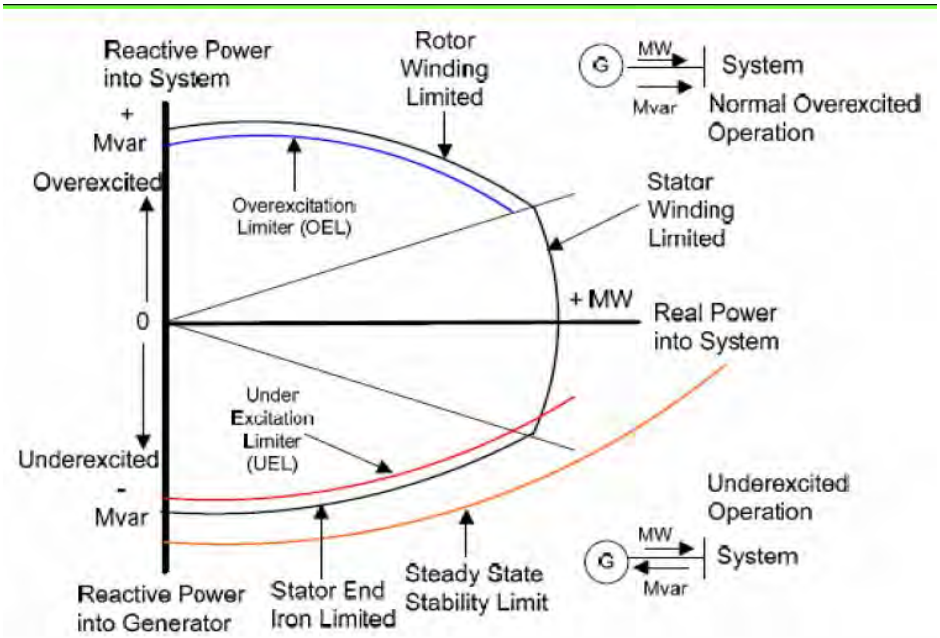


شكل 6-17

فإذا انخفض الـ PF ليصبح more lagging فهذا يعنى أن التحكم قد فرض على المولد أن ينتج مزيدا من الـ Q، وهى المنطقة التي يحدث فيها Over excitation، وتمثل بالخط الأزرق في الشكل 6-18. وبالطبع هذا سيكون ذلك على حساب انخفاض قيمة الـ Active power, P التي سينتجها المولد طبقا للـ P-Q Curve، وهذا يعنى أن نقطة التشغيـــــل تقع الآن في المنطقة بين B-A في الشكل 6-17.

وكلما اقتربت نقطة التشغيل في اتجاه A كلما زادت Q المنتجة من المولد وهذا يعنى أن تيار الـ Field سيرتفع بشدة ويدخل في منطقة الخطورة على ملفات الـ Rotor. ولذا تسمى هذا المنطقة بمنطقـــــــــــــــة الـ Rotor winding limited أي أن الفيصل في مدى الاستمرار بداخل هذه المنطقة يحدده قدرة الـ rotor winding على التحمل، وهذه يمكن أن نتابعها من خلال تتبع قيمة تيار الـ Field فإذا تجاوز حد معين فسيتم فصل المولد.

www.drgilany.com



شكل 6-18

6-6-2 خطورة حالة الـ Loss of Excitation

أما إذا أصبح الـ Power factor في الجهة الأخرى أى more leading، فهذا يعنى أن المولد أصبح ينتج P لكنه يسحب Q من الشبكة وهى حالة نادرة يمكن أن تحدث بصورة طبيعية في المنطقة على القوس من الصفر حتى حدود المنطقة C في الشكل 6-17 إذا كان هناك ارتفاع طفيف في جهد الشبكة عن جهد المولد، وهذا الارتفاع قد يكون ناتجا عن انخفاض الأحمال في شبكة مليئة بالكابلات حيث تتسبب هذه الكابلات في ارتفاع جهد الشبكة.

ولخفض هذا الجهد يقوم AVR بتقليل الـ Excitation أي بخفض قيمة تيار الـ Field. من أجل سحب المزيد من الـ Q من الشبكة لخفض جهدها ، فإذا كان هذا الخفض في تيار الـ Field أكثر من اللازم فإن الـ Rotor لن يظل قادرا على الدوران بسرعة الـ synchronous speed كما سنرى لاحقا.

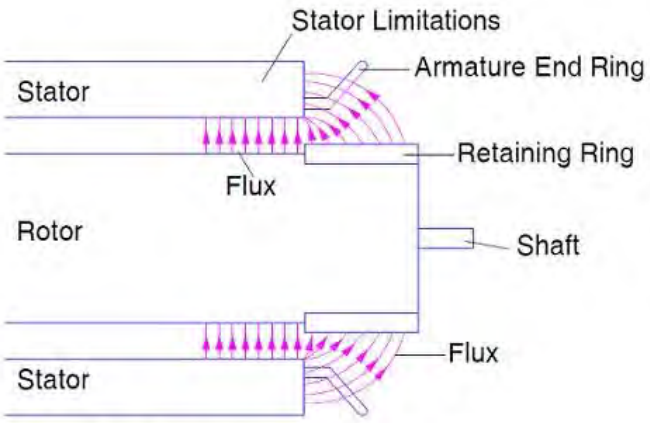
و الخطورة تبدأ حين تتجاوز نقطة التشغيل حدود المنطقة C وتتجه صوب النقطة D في الشكل 6-17، هنا يحدث Under excitation ويشار إليها باللون الأحمر في الشكل 6-18. ونقطة التشغيل يمكن أن تتجه إلى هذه المنطقة نتيجة حدوث إما انخفاض في الـ field، أو فقد كامل له ولذا تسمى هذه المنطقة بمنطقة الـ Loss of Field، والفقد هنا يمكن أن يكون:

www.drgilany.com

- جزئيا (بسبب خلل في دوائر الـ excitation أو نتيجة مشاكل في الـ brushes)
- أو كليا (بسبب حدوث Open circuit في دائرة الـ Field سواء بسبب Short circuit أو بسبب فتح الـ Field CB).

وكما قلنا سابقا فإن التربينة والطاقة الميكانيكية الداخلة منها هي المسؤولة عن مقـــــــــــدار الـ active power, P المنتجة من المولد، بينما يكون الـ excitation system هو المحدد لكمـــــــــــية الـ Reactive Power, Q، ومن ثم فعند حدوث Loss of field سيحدث إما انخفاض، أو انقطاع في وصول القدرة غير الفعالة إلى المولد وهذا سينتج عنه انخفاض شديد في جهد المولد.

ومكمن الخطر في هذه الحالة ليس الخوف على ملفات الـ Rotor كما في الحالة السابقة وإنما الخوف هنا على أطراف ملفات الـ Stator حيث يدخل إليها المجال بصورة عمودية مسببا ارتفاع في قيمة تيار الـ Eddy current في هذه الأطراف كما في الشكل 6-19، علما بأن هذه المشكلة لم تظهر سابقا ، لأنه في حالة وجود over excitation ، وهى الحالة الأغلب ، يحدث تشبع للفيض في الحلقات retaining rings التي تظهر في الشكل فلا يخرج منها فيض يقطع أطراف الـ stator، وهو عكس ما يحدث في حالة الـ Loss of excitation، ولذا تسمى هذه المنطقـــــــــــــــــة بالـ Stator end iron limiter أي أن أطراف الـ Stator وتحملها هي الفيصل في مدة بقاء نقطة التشغيل في هذه المنطقة.



شكل 6-19

www.drgilany.com

المهم هنا أنه في هذه المنطقة لن يصلح استخدام الـ overcurrent protection كما في الحالة السابقة لعدم وجود ارتفاع كبير في قيمة تيار الـ Field، والسؤال الهام الآن هو: كيف سيتم اكتشاف وجود نقطة التشغيل في هذه المنطقة طالما لا يوجد لدينا ارتفاع في التيار؟

3-6-6 كيفية اكتشاف حالة الـ LOE

من المعلوم أن فقدان Excitation يمكن أن تترتب عليه مشاكل كبيرة للمولد إذا لم يكتشف هذا العيب بالسرعة الكافية، لكن هذه المشكلة لها احتمالين: الأول أن يكون المولد معزولاً عن أى مولد آخر، وغير مرتبط بأى شبكة، ففى هذه الحالة سيتسبب فقدان Field فى انخفاض الجهد على أطراف المولد، وهذا يمكن اكتشافه بسهولة وفصل المولد عند تعدى حدوده الخطر باستخدام Under Voltage relay, 27.

أما إذا كان المولد مرتبطاً بشبكة فسيحدث عدة تطورات هامة متتابعة: أولا سيبدأ المولد فى سحب ما يحتاجه من Q (Reactive power) من خلال الشبكة، وهذا هو المظهر الأول الذى يميز حالة الـ Loss of Excitation، وهو ما يعنى أن المولد أصبح يعمل في الربع الرابـــــــــع (حيث P+ and -Q) وليس الربع الأول (حيث P+ and +Q)، والمظهر الثانى المميز لحـــــــالة الـ Loss of Excitation هو أن المولد أصبح يدور بسرعـــــــــة أكبر قليلا من الـ Synchronous speed، أي أنه أصبح induction generator، وهذه بداية ما يسمى بالـ Pole Slipping، فيمر بالـ Rotor ما يســـــــــمى Slip current الناشئ عن Slip Frequency emf التى تتولد فى rotor، وهذا التيار يسبب سخونة في الـ Wound rotor أو تمر في الـ Damper winding، وبسبب هذه التيارات تزداد سخونة الـ Rotor.

وسيصبح لدينا احتمالان:

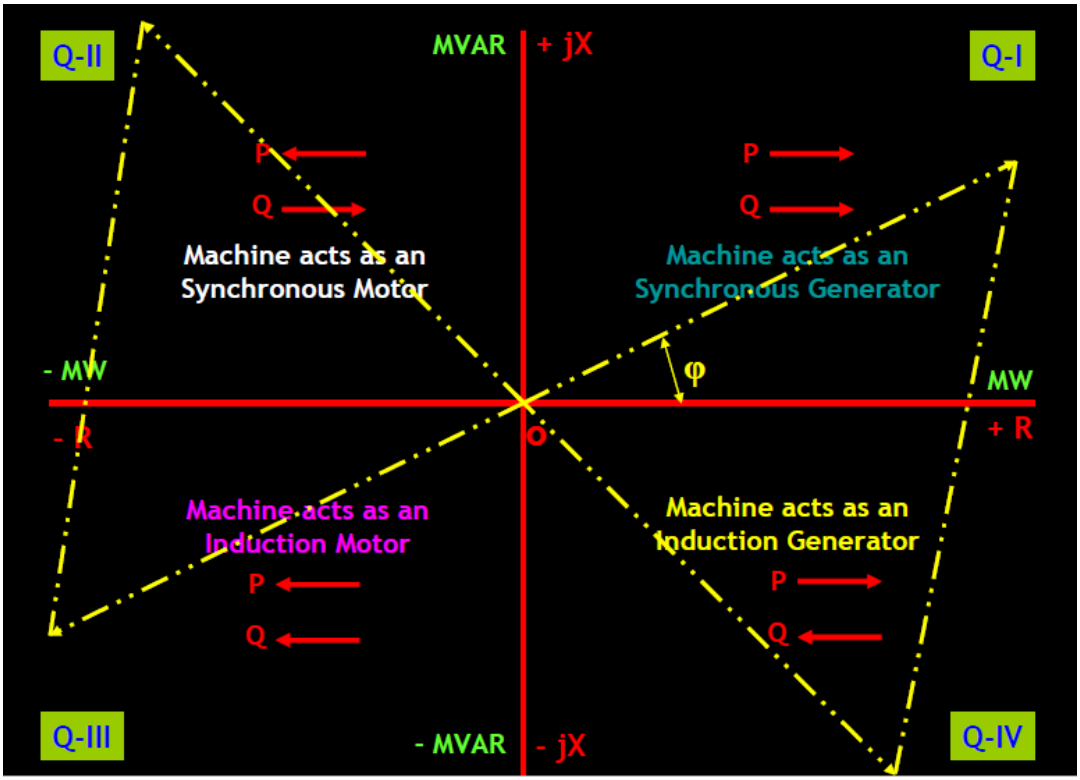
- الأول أن تكون الشبكة قادرة على استمرار إمداد المولد بالـ Q التي يحتاجها فعندئذ سيستمر الوضع دون خطورة على وضع الـ Stability، لأن المولد سيحافظ على الجهد في قيمته بمساعدة من الـ Q التي حصل عليها من الـ Grid، لكن مع حدوث سخونة كما ذكرنا في الـ Rotor ومن ثم يجب ألا يستمر هذا الوضع طويلا.
- الثانى أن يحصل المولد على جزء فقط من الـQ وبالتالي يبدأ جهده في الانخفاض ويصبح في حالة تسمى Loss of excitation ويبدأ الـ coupling بين الـ Rotor and Stator يضعف شيئا فشيئا وتزداد حالة Pole slipping خطورة وتزيد الزاويـــــــــــــة الـ Rotor angle, δ وهى الزاوية المعبرة عن فرق التسارع بين الـ Rotor وبين الـ Synchronous speed.

www.drgilany.com

وهذا الاحتمال الثانى هو الأخطر، ولذا يجب اكتشافه بسرعة، لأن سرعة الـ Rotor فوق الاعتيادية يمكن أن يؤدى لتدمير المولد، كما سيصبح هناك احتمال كبير لحدوث out of synchronism.

وكما ذكرنا سابقا فتيار الـ Field وكذلك جهده وجهد المولد كلهم سينخفضون، لكن في المقابل وبما أن القدرة الميكانيكية لم تتغير فإن انخفاض جهد المولد يعنى ارتفاع في تيار الـ Stator (تذكر أن $P_{in} = V_{terminal}$ x I_{stator})، وبالتالي فالطريقة الأكثر شيوعاً فى اكتشاف هذا النوع من الأعطال هى استخدام Distance Relay، فمع الانخفاض فى جهد الـ Stator، والارتفاع فى تيار الـ Stator، يصبح الـ Impedance Relay هو الأقوى فى اكتشاف هذا النوع من الأعطال بتتبع خارج قسمة (Vs/Is)، مع مراعاة أن يكون اتجاه القياس في اتجاه المولد وليس الشبكة (نحتاج إلى Directional unit للتأكد من ذلك).

وهذه الـ impedance هي في الواقع الـ Reactance الخاصة بالمولد مع ملاحظة أنها ستقع في المربع الرابع كما ذكرنا لأن اتجاه الـ Q من الـ Grid to Gen. والشكل 6-20 يوضح هذه العلاقة.

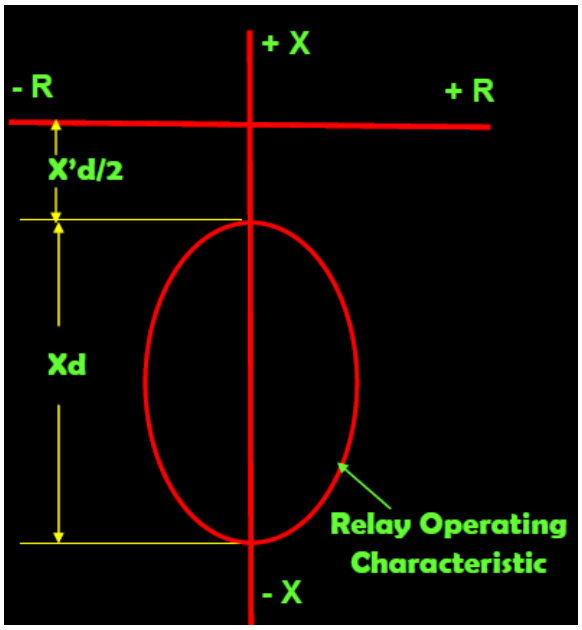


شكل 6-20

www.drgilany.com

4-6-6 أنواع الـ Schemes for LOE

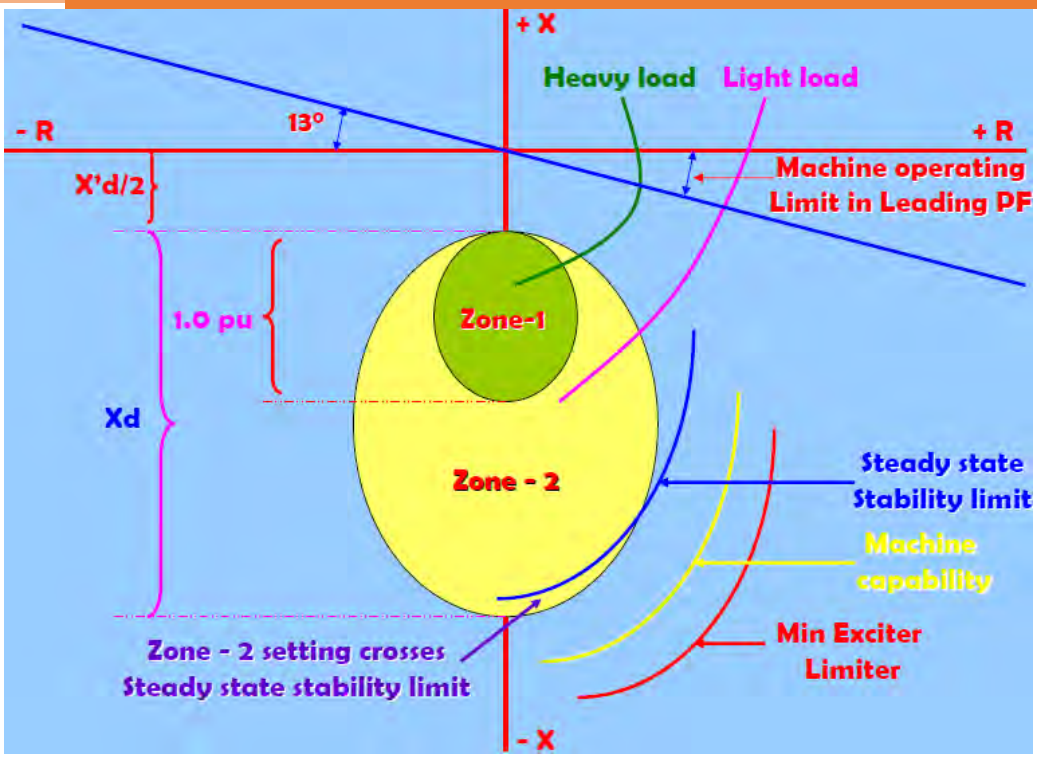
يمكن اكتشاف بدء حدوث Loss of Excitation بتتبع قيمة الـ Field Current فإذا انخفض عن حد معين فهذا يعنى أننا في حالة LOE. بعدها يمكن تتبع قيمة الـ Impedance, $Z = V_S/I_S$، فإذا وقعت في الربع الرابع ودخلت في دائرة الخطر المرسومة في الشكل 6-21 فهذا يعنى أن المولد يجب فصله فورا.



6-21

والشكل 6-22 يوضح مسار قيمة الـ Impedance في حالات التحميل المختلفة عند حدوث LOE

www.drgilany.com



شكل 6-22

وفيما يلى مثال لكيفية ضبط قيم الـ Setting لهذا النوع من أجهزة الوقاية

مثال 6 -1

مطلوب حساب قيم الضبط لجهاز الـLOE الذى له البيانات التالية:

PT Ratio : 22000:110 = 200: 1

CT Ratio : 20000:5 = 4000: 1

Transient Reactance (X'_d) : 0.30Ω (0.16: 0.45 Ω)

Synchronous Reactance (X_d) : 2.50 Ω (2.0: 3.90 Ω)

Generator Rating : 588 MVA

Generator Voltage : 21.0 KV

www.drgilany.com

الحل:

T= CT Ratio / PT Ratio : 4000/200 = 20
Base Ω (Pri) = KV^2 / MVA :(21 × 21) ÷588 =.75 Ω
Base Ω (Sec) = T × Base Ω (Pri) :20 ×.75 = 15 Ω
X'_d (Sec) = X'_d × Base Ω (Sec) : 0.30 × 15 = 4.50 Ω
Desired offset = X'_d /2 : 4.50 /2 =2.250 Ω
Xd (Sec) =Xd (pu) × Base Ω (Sec) :2.50 × 15 = 37.50 Ω

Diameter of Circle =X_d = 37.50 Ω

Offset Setting = X'_d **/2 = 2.250 Ω**

6-7 استخدام الـ OC RELAYS فى وقاية المولدات

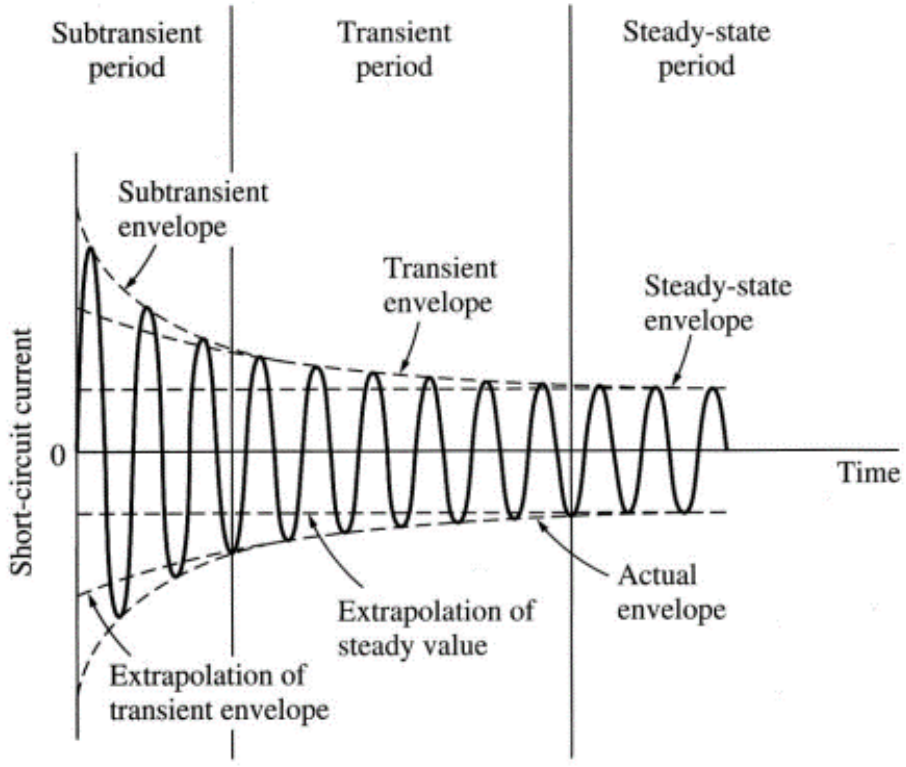
فى بعض الأحيان يكون Overcurrent Relay هو الوقاية الأساسية للمولد وذلك مع المولدات المنخفضة القدرة، أما مع المولدات عالية القدرة فيكون واحد من عدة أجهزة وقاية تركب على المولد ويكون بمثابة Backup للوقاية الأساسية التي هي Differential Protection. وعادة يستخدم جهاز من نوع Time Delayed Overcurrent والذى سبق شرح أساسياته فى الفصل الثالث.

ولكن هناك نوع آخر من أجهزة الـ OC يكثر استخدامه مع المولدات، وهو النوع المعروف بـ (Voltage Dependent OC, 51V)، و فيه ميزات جديدة مضافة إلى فكرة OC الأصلية، حيث يمكنه تتبع جهد الدائرة، إضافة إلى تتبعه للتيار. فإذا كانت قيمة الجهد المقاسة في الحدود الطبيعية فسيتم منع الجهاز من العمل، فإذا انخفضت قيمة الجهد إلى حوالى 80% فعندها سيسمح للجهاز بالعمل إذا ارتفعت قيمة التيار عن قيمة الضبط (غالبا مرة وربع قيمة التيار الطبيعي)

فمن المعروف أنه فى بعض الأحيان يصعب على Overcurrent Relay العادى اكتشاف بعض الأعطال، خاصة تلك التى يكون فيها تيار العطل قريب من قيمة التيار الطبيعي للمولد، لكن مثل هذا النوع من الأعطال يمكن اكتشافه عن طريق تتبع التغير فى قيمة الجهد، لأنه فى حالة الأعطال الداخلية في المولد سيحدث انخفاض ملحوظ على جهد الـ BB الخاص بالمولد، وبالتالي يمكن الاستفادة من هذه الملاحظة فى اكتشاف هذه الأعطال.

www.drgilany.com

وهنا ملحوظة مهمة وهى أن تيار العطل يكون عاليا جدا في بداية العطل (شكل 6-23) لأن معاوقة المولد تكون مساوية للـ Sub-transient Impedance وهى قيمة منخفضة جدا (0.19 pu) وهذا التيار يستمر ربما لدورة واحدة، ثم ينخفض تيار العطل سريعا لأن المولد تصبح معاوقته تساوى $Z_{transient}$ وقيمتها حوالى 0.26 Pu، ثم إذا طالت مدة العطل تصبح معاوقة المولد تساوى $Z_{synchronous}$ وهى قيمة مرتفعة حوالى 1.3 Pu، وهذا يعنى أن الـ OC العـــــــادى، ولأنه Backup Protection لن يشعر بالتيار المرتفع بسبب سرعة دخول التيار في منطقة Z_{ss} ذات المقاومة المرتفعة.



شكل 6-23

والميزة الأخرى المهمة لهذا النوع من أجهزة الـ OC أنها تستطيع أن تفرق بين أعطال الـ OC داخل المولد وخارجه، فالأعطال خارج المولد يمكن أن تنشأ تيارا عاليا لكنها لا تسبب انخفاضا كبيرا في الجهد، على عكس الأعطال داخل المولد ستولد تيارا عاليا وانخفاضا في الجهد وبالتالي يسهل اكتشافها بواسطة الـ 51V. (تذكر أنه لا يمكن استخدام الـ OC العادى مع المولد وإلا سيتأثر بالأعطال الخارجية).

www.drgilany.com

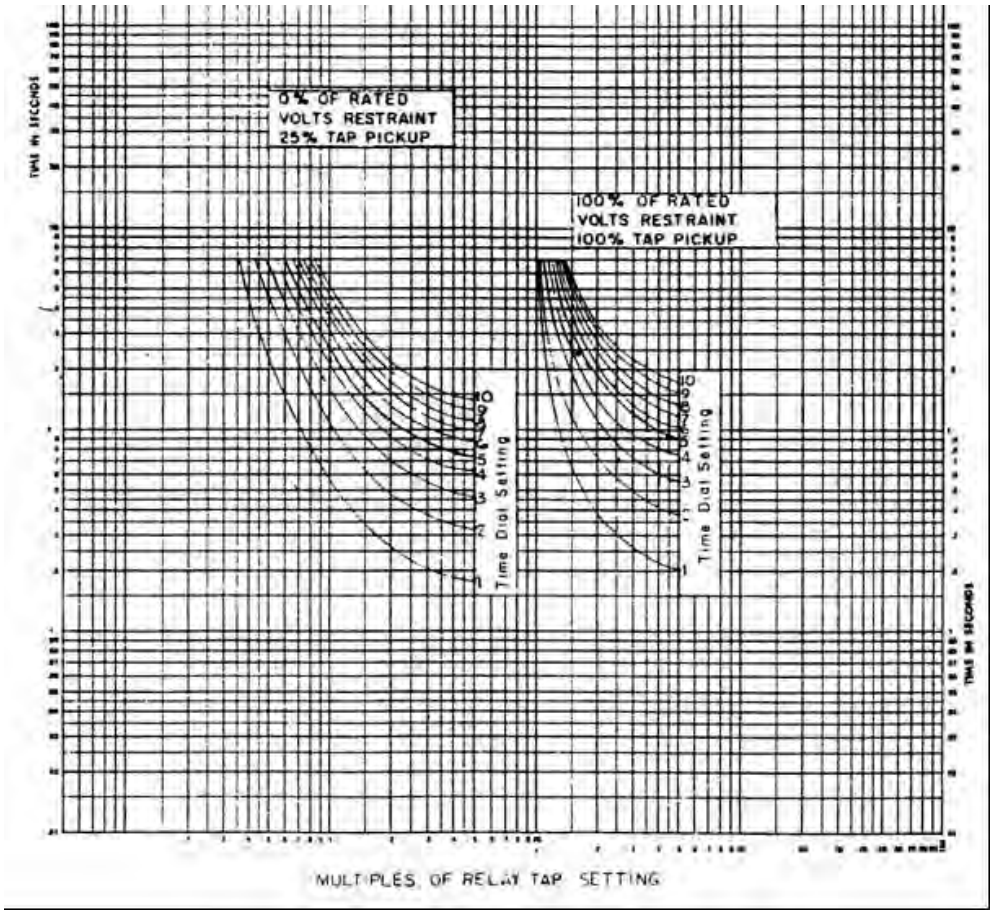
وهناك نوعين من هذه الأجهزة:

- الأول يسمى Voltage Controlled
- والثانى يسمى Voltage Restrain.

فى النوع الأول المسمى Voltage Controlled OC يكون الجهاز مزودا بمجموعتين من Setting ويتم الاختيار بينهما بناء على قيمة الجهد المقاس. وعلاقة التيار بالزمن لهذا النوع تظهر فى الشكل 6-24. فالمجموعة الأولى من المنحنيات (وتظهر على يمين الشكل 6-24) هى التى يتم ضبط الجهاز عليها فى الأصل، وتتميز بعدم التأثر بحالة Overload – وهو حالة شائعة فى المولدات وكثيرا ما تسبب فصل خاطئ – لكن هذا الـ Relay لن يتأثر بها حتى لو ارتفع التيار بسبب عدم حدوث انخفاض فى الجهد. على الجانب الآخر، وعند حدوث عطل قريـــــــب جدا من المولد Very close in fault فإن المولد سيحدث له انخفاض شديد فى الجهد قد يصل إلى قيمة قريبة من الصفر وبالتالي لا يمر تيار عالى

فى أجهزة الوقاية رغم خطورة العطل، وعندها يتحول الـ Relay أتوماتيكيا بسبب انخفاض الجهد إلى المجموعة الثانية من المنحنيات والتى لها Pickup current منخفض، مما يساعد فى زيادة حساسية الجهاز لاكتشاف هذه الأعطال. بالطبع يمكن التحكم فى قيمة الجهد الذى ينتقل عنده الـ Relay إلى المجموعة الثانية من المنحنيات.

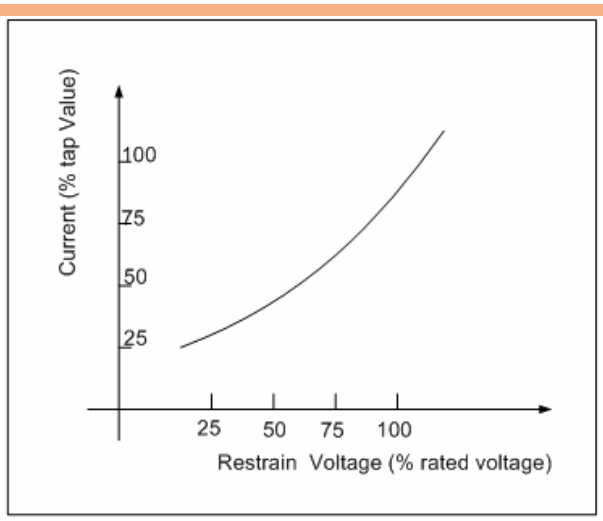
www.drgilany.com



شكل 24-6 Voltage Controlled Overcurrent Relay

أما النوع الثانى المسمى Voltage Restrain فيتم تغيير الـ Setting أتوماتيكيا على مدى واسع وليس فقط بين مجموعتين كما فى النوع السابق وبالتالي تصبح حساسية الجهاز فى اكتشاف الأعطال أعلى. وتظهر العلاقة بين الانخفاض فى الجهد وبين الانخفاض فى قيم Setting كما فى الشكل 6–25. ويلاحظ أنه حتى مع الأعطال التى يكون التيار فيها منخفضا جدا فإن هذا النوع من أجهزة الوقاية يمكنه اكتشاف العطل طالما أن هناك انخفاض فى الجهد.

www.drgilany.com



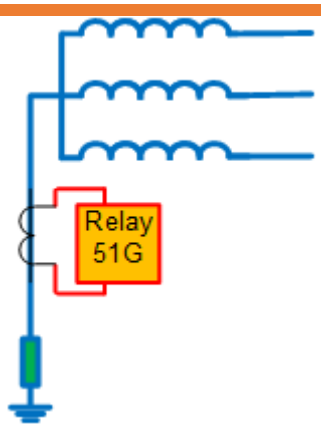
شكل 6-25 زيادة حساسية جهاز OC باستخدام إشارة الجهد

6-8 تأريض المولدات والحمايات المتصلة بها

من المعلوم أن المولدات يتم تأريضها بطرق عديدة كما فى شكل 6-26 و الشكل 6 -27، وذلك من أجل تحقيق عدة أهداف: منها تقليل تيار العطل، ومنها أيضا تقليل تأثير Overvoltage surges التى يمكن أن تضرب منظومة القوى لأسباب خارجية (البرق)، أو داخلية (Switching)، بالإضافة إلى أنه قد يستفاد من هذه الدائرة الجديدة المتصلة بالمولد فى وضع أجهزة وقاية للمولد كما فى الشكل وكما سنذكره بالتفصيل لاحقا.

أما كيفية التأريض فقد توضع مقاومة عند نقطة التعادل كما فى الشكل 6-26، وهذه المقاومة يمكن التحكم فى قيمتها بحيث تجعل تيار العطل لا يتجاوز فى قيمته التيار الطبيعي للمولد، وكلما زادت قيمة مقاومة التأريض كلما انخفض تيار العطل.

www.drgilany.com



شكل 6-26 التأريض خلال مقاومة فى المولدات.

لاحظ أن الـ Relay الذى ظهر في الشكل السابق هو Overcurrent, 51G، فإذا حدث عطل أرضى داخل المولد فسيزيد تيار الـ neutral ويكتشف بسهولة بواسطة الـ 51G.

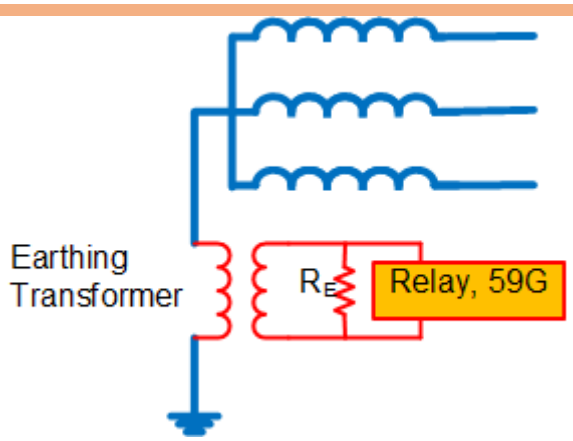
تذكر أن الأعطال الأرضية فى الدوائر الخارجية البعيدة عن المولد، مثل الأعطال الأرضية على خطوط النقل، لا يظهر لها وجود عند المولد إذا وجد أمام المولد محول من النوع Y - Δ، حيث تمنع الدلتا عبور Zero Sequence Currents التى تنشأ مع هذه النوعية من الأعطال، فتظل تدور هذه التيارات داخل الدلتا ولا تخرج منها إلى المولد.

6-8-1 التأريض خلال محول توزيع

أما إذا تم تأريض المولد من خلال محول توزيع Distribution Earthing Transformer ففى هذه الحالة يستخدم النظام الذى يظهر فى شكل 6-27.

وفى هذه الحالة فإن الـ Relay الذى يظهر في الشكل 6-27 هو Overvoltage Relay 59G لأن مرور التيار في المقاومة يولد جهدا على المقاومة وهذا الجهد يحدث له تكبير بواسطة المحول ومن ثم يكتشف بواسطة الـ 59G.

www.drgilany.com

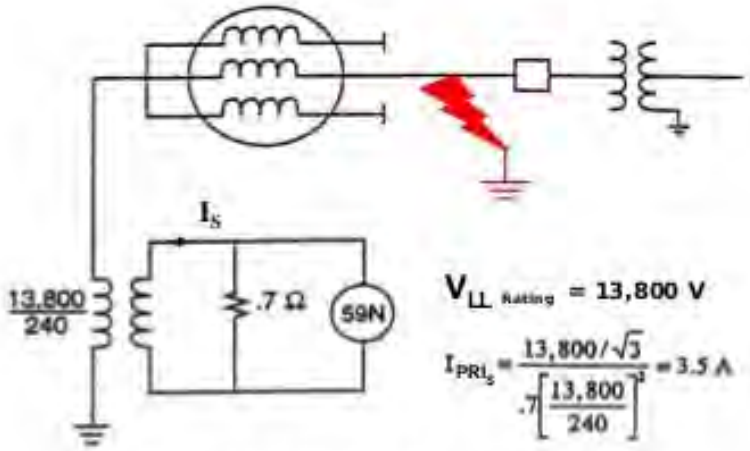


شكل 6-27 استخدام محول تأريض

يلاحظ أن استخدام محول توزيع فى تأريض المولد له ميزة هامة، حيث نضع فى الجانب الثانوي لمحول التوزيع مقاومة صغيرة R_E كما فى الشكل، لكن القيمة المكافئة لهذه المقاومة الصغيرة تكون كبيرة فى الجانب الابتدائي طبقاً للمعادلة المعروفة.

$$R_1 = R_2 \times \frac{N_1^2}{N_2^2} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots$$

وبالتالي فهى تكافئ تماما وضع مقاومة كبيرة مباشرة في الجانب الابتدائي. والمثال التالي يشرح هذه الفكرة.



$$I_S = 3.5 \times \frac{13,800}{240} = 201.3A$$

$$V_{59N} = 0.7 \times 201.3 = 140.9V$$

www.drgilany.com

لاحظ أننا عند حساب تيار الـ Primary افترضنا وجود مقاومة في الـ neutral side قدرها

$$0.7 \times n^2 = 0.7 \times \left(\frac{13800}{240}\right)^2$$

ثم قسمنا الـ phase voltage على هذه القيمة السابقة لنحصل على 3.5A في الابتدائي ويكافئ ذلك تيار قدره 201.3A في المقاومة الصغيرة التي ينشأ عليها جهد بسبب هذا التيار قدره 140.9V (أطراف الـ 59G). لا حظ أن 59G مقاومته عالية فيهمل التيار الداخل إليه.

ملحوظة:

- عند تحديد قيمة الـ rating لهذه المقاومة وكذلك لمحول التوزيع المستخدم يجب النظر أولا في طبيعة عمل الوقاية المرتبطة بها فلو كان مطلوب من جهاز الوقاية فقط إصدار Alarm فهذا يعنى أن rating لهما سيكون عاليا، على العكس لو مطلوب منهما فصل المولد، فعندها يمكن خفض الـ rating لأن تيار العطل سيستمر لمدة وجيزة فقط.

6-8-2 مشاكل مقاومة التأريض المرتفعة.

وقد يبدو فى الظاهر أن استخدام مقاومة تأريض عالية القيمة يكون مفيداً، غير أن ذلك فى الواقع يتبعه بعض المشكلات الأخرى.

- فمنها صعوبة اكتشاف الأعطال فى حالة التيارات المنخفضة.
- ومنها أيضا ارتفاع قيمة الجهد عند حدوث العطل بصورة كبيرة تستلزم أن يكون العزل كبيراً.
- ومنها تقليل حساسية الـDifferential Relay، فمن المعلوم أنه كلما زادت مقاومة التأريض كلما كان الفرق بين التيار الداخل والخارج من ملفات المولد صغيراً، لأن التيار يتوزع بالنسبة العكسية للمقاومات، وحيث أن مقاومة العطل مضافا إليها مقاومة التأريض تكون كبيرة فإن جزءا صغيرا فقط من التيار يتسرب للأرض، وبالتالي يحدث فرق صغير بين I_{out} , I_{in}، وهذا الفرق الصغير يتسبب فى تقليل حساسية Differential Relays لهذه النوعية من الأعطال، خاصة الأعطال من النوع Single line to ground، وبالتالي فهى غالباً تفشل فى اكتشاف مثل هذا النوع من الأعطال فى حالة التأريض بمقاومة عالية.
- ومنها أيضا أنه كلما زادت قيمة مقاومة التأريض كلما صعب التفريق بين الأعطال الأرضية التى يرجع تيارها خلال دائرة الأرضى، وبين تيار Unbalance current الذى ينشأ عن عدم اتزان الأحمال على الأوجه الثلاثة، حيث يتسبب عدم الاتزان هذا فى ظهور ما يعرف بـ 3rd Harmonic current. وتيار

www.drgilany.com

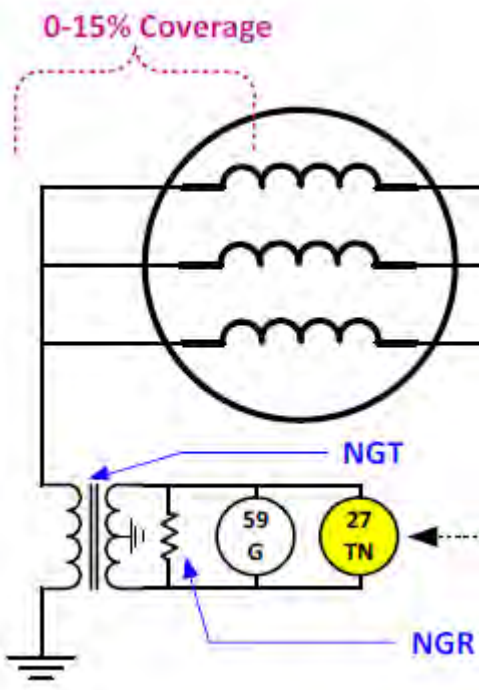
التوافقية الثالثة هذا يكون عالياً لأن مركباته فى الأوجه الثلاثة تجمع جبرياً لأنه من نوع Zero Sequence currents، وهو بالتالي عكس تيار التوافقيات الأخرى الذى تجمع مركباتها فى الأوجه الثلاثة اتجاهياً، ولذا فقد يصل تيار التوافقية الثالثة هذا إلى 15% من تيار المولد، وهو يمر أيضا خلال دائرة التأريض، ولذا يصعب تمييز تيار العطل الأرضى من تيار التوافقية الثالثة بسهولة في وجود مقاومة عالية في دائرة التأريض، إلا باستخدام طرق خاصة تكتشف تيار 3rd Harmonic current. وهذه الطرق أسهل ما تكون في حالة الوقاية الرقمية حيث يتم ذلك بالمعادلات داخل جهاز الوقاية. وفى نهاية هذا الفصل توجد بعض الأبحاث المنشورة فى هذا المجال.

6-8-3 استخدام الـ Undervoltage Relay, 27G في دائرة الـ Neutral

الجهاز السابق (59G) لن يكون قادرا على اكتشاف الأعطال القريبة جدا من الـ Neutral بسبب أن هذه الأعطال ستولد تيارا ضعيفا جدا، ولحل هذه المشكلة (مشكلة الأعطال القريبة من الـ Neutral) فإننا نضع جهاز Under Voltage Relay, 27G على التوازى مع الـ 59G كما في الشكل 6-28. والفكرة هنا أن الـ 27G سيعمل على جهد الـ 3-Harmonic وليس على جهد الـ 50Hz، وذلك لوجود قيمة معقولة لهذا التردد تمر في الظروف الطبيعية، ولكن عند حدوث عطل قريب من الـ Neutral تنخفض هذه القيمة بشدة، وبالتالي يشعر بنقصها جهاز الـ Under Voltage.

وعمليا لضبط هذا الجهاز نحتاج لمتابعة قياس قيمة الـ 3-Harmonic تحت ظروف مختلفة من التحميل الطبيعي، ثم يضبط الجهاز 27G ليعمل إذا قلت قيمة الجهد المقاس (المتناسب مع التردد 150) عن نصف هذه القيمة (شكل 6-28).

www.drgilany.com

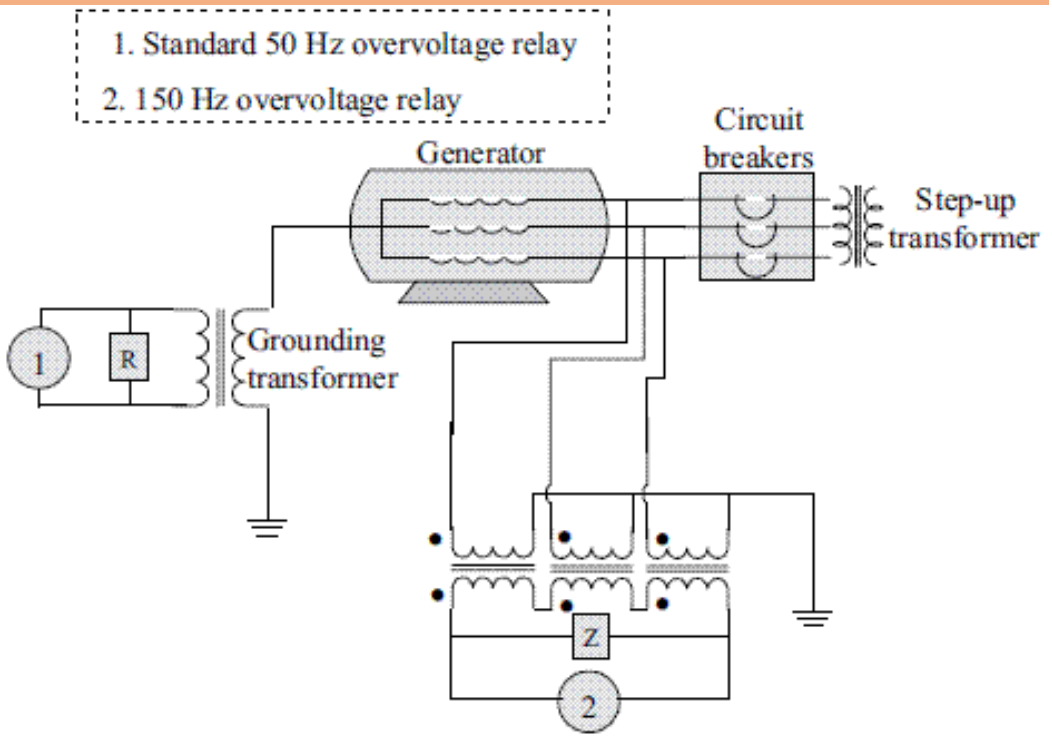


شكل 6-28

والجهازين السابقين 59G and 27G معا يمثلان حماية لملفات الـ Stator بنسبة 100%.

ملحوظة: هناك طريقة أخرى لتوصيل الـ 27G حيث أحيانا يوضع منفصلا عن دائرة الـ 59G ويغذى من open delta VT Connection كما في الشكل 6-29.

www.drgilany.com



شكل 6-29

6-9 الأعطال القريبة من Neutral

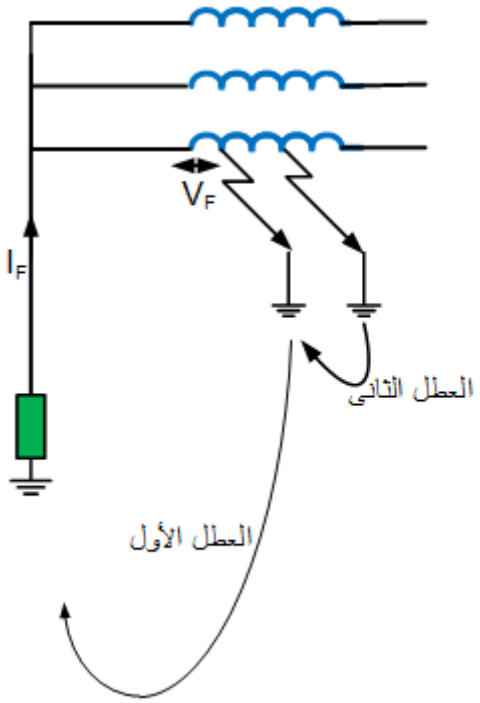
فى حالة وقاية المولدات تظهر مشكلة خاصة بالمولدات عند الوقاية من الأعطال الأرضية، وهى أن اللفات القريبة من نقطة التعادل لا تكاد تكون محمية.

فمعلوم أن الجهد على أطراف المولد هو تراكم للجهود المتولدة فى جميع اللفات، وبالتالي فأقصى جهد يكون عند الأطراف، وأقل جهد (صفر) يكون عند نقطة التعادل، وبينهما يتزايد الجهد. وبالتالي فإذا حدث عطل قريب جداً من نقطة التعادل (فى حدود 5% الأولى من اللفات)، فإن الجهد المتولد فى هذه المنطقة يكون صغيراً، وبالتالي يكون تيار العطل الناشئ عنه أيضا صغيرا، فلا يكاد جهاز الوقاية ضد الأعطال الأرضية يحس بزيادة تستدعى أن يعمل، فضلاً عن أن جهاز الوقاية التفاضلية هو الآخر لن يحس بفرق كبير بين تيارى الدخول والخروج، وبالتالي فلن يعمل هو الآخر، ويظل هذا العطل غير مكتشف.

www.drgilany.com

وقد يتبادر للذهن سؤال: إذا كان تيار العطل صغيراً حتى أن أجهزة الوقاية لم تكتشفه فلم نخشى منه؟ خاصة أنه بالتأكيد لن يسبب أية مشاكل؟

والإجابة أن هذا الكلام إلى حد ما صحيح، بمعنى أن هذا العطل فى حد ذاته غير خطير، وغير مؤثر، لكن المشكلة ليست فى هذا العطل، فالمشكلة الحقيقية ستظهر عند حدوث عطل آخر قبل اكتشاف العطل الأول، فعندها سيجد تيار العطل الثانى أن الأفضل له أن يكمل الدائرة من خلال العطل الأول (الذى لم يكتشف) بدلاً من أن يكمل الدائرة من خلال المسار الأصلي المار بدائرة التأريض التى تحتوى على مقاومة لخفض تيار العطل، كما فى الشكل 6-30، فالرجوع من خلال العطل الأول أسهل بالنسبة لتيار العطل الجديد.



شكل 6-30 مسارات تيارات العطلين الأول والثانى

وهذا المسار الجديد كما هو واضح من الشكل لن يمر خلال مقاومة التأريض، وبالتالي سيكون تيار العطل عالى جداً، وقد يسبب دماراً فى المولد، ومن هنا تبرز أهمية اكتشاف العطل الأول حتى لا نصل إلى هذه المشكلة.

ومن المهم هنا أن نذكر أن أحد أهم الأسباب التى أدت إلى عدم اكتشاف العطل الأول بواسطة الحماية ضد الأعطال الأرضية هو أن هذه الحماية يجب أن تضبط بحيث تعمل إذا تعدى تيار العطل قيمة محددة. هذه

www.drgilany.com

القيمة يتم اختيارها عادة بحيث تأخذ فى الاعتبار التيارات المتسربة (Leakage Currents)خلال المكثفات الشاردة (Stray capacitance)، وكذلك يؤخذ فى الاعتبار قيمة التيار الناشئ عن عدم تماثل الأوجه Unsymmetrical Current، وهو غالباً ما يكون صغيراً جداً فى الأحوال العادية، لكن بالتأكيد له قيمة يجب أن تؤخذ فى الاعتبار. وبالتالي فلا يمكن خفض الـ Setting عن قيمة محددة، وإلا سيحدث فصل خاطئ فى الظروف الطبيعية بسبب الاعتبارات السابقة، وفي نفس الوقت فإن رفع الـ Settingقد يتسبب فى عدم اكتشاف الأعطال ذات التيارات الصغيرة، وهذه هى صعوبة المشكلة.

6-9-1 حساب النسبة المحمية من ملفات المولد

ويمكن حساب النسبة التى يتم حمايتها من الملفات، وذلك بفرض أن المولد قد تم تأريضه خلال مقاومة R كما فى الشكل 6-30، وعادة يتم اختيار قيمة هذه المقاومة بحيث أن تيار العطل من النوع SLG تكون قيمته مساوية لقيمة التيار الطبيعي للحمل الكامل، وعليه فالنسبة الغير محمية من الملفات تعطى بـــ Eq. 6-2:

$$\textbf{\textit{Eq.}}\ 6-2\text{: } Unprotected\ \% = \frac{R \times I_{op-R} \times 100}{V_{ph}}$$

حيث I_{op-R} هو أقل تيار تشغيل لجهاز الحماية (فى الجانب الابتدائي من CT)

V_{ph} هو الجهد على الوجه Phase Voltage

R هى مقاومة التأريض

واضح من هذه المعادلة أنه كلما زادت قيمة مقاومة التأريض كلما زادت نسبة الجزء الغير محمى من الملفات.

مثال 6-2

لو فرضنا أن مولد قد تمت حمايته باستخدام Restricted EF ،وأن قدرة المولد 5 ميجافولت أمبير، وجهده 11 كيلوفولت. فإذا كان جهاز EF قد تم ضبطه بحيث يعمل إذا مر فيه تيار يساوى 25% من التيار الطبيعي، وكان المولد تم تأريضه خلال مقاومة قدرها 2 أوم. احسب النسبة الغير محمية من الملفات لهذا المولد.

www.drgilany.com

$I_{op} = 25\%\ I_{rated}$

$$I_{rated} = \frac{5000}{\sqrt{3}\times 11} = 262\ A \quad , \quad V_{ph} = \frac{11{,}000}{\sqrt{3}} = 6340$$

$$\therefore\ I_{op} = 65.5A$$

بالتعويض فى المعادلة السابقة، سنجد أن النسبة غير المحمية من الملف تساوى

$$= \frac{2\times 65.5*100}{6340} \cong 25\%$$

Example 22.3. *A 10 MVA, 6·6 kV, 3-phase star-connected alternator is protected by Merz-Price circulating current system. If the ratio of the current transformers is 1000/5, the minimum operating current for the relay is 0·75 A and the neutral point earthing resistance is 6 Ω, calculate :*

(*i*) *the percentage of each of the stator windings which is unprotected against earth faults when the machine is operating at normal voltage.*

(*ii*) *the minimum resistance to provide protection for 90% of the stator winding.*

Solution. Fig. 22.10 shows the circuit diagram.

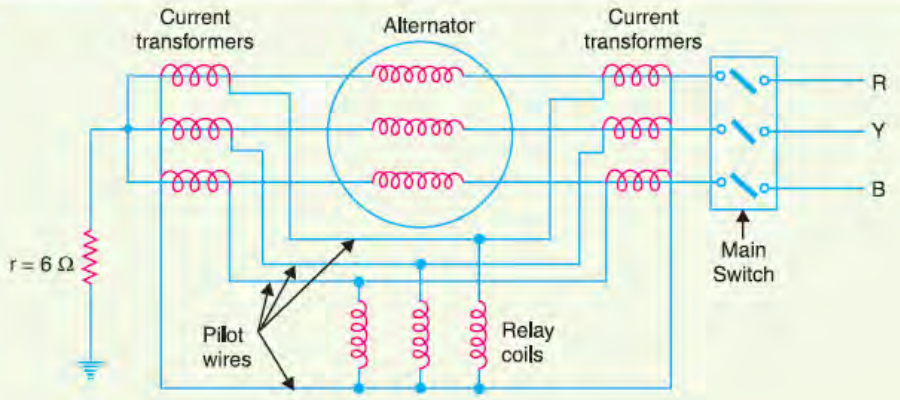


Fig. 22.10

www.drgilany.com

(*i*) Let x% of the winding be unprotected.

Earthing resistance, $r = 6\,\Omega$

Voltage per phase, $V_{ph} = 6{\cdot}6 \times 10^3/\sqrt{3} = 3810$ volts

Minimum fault current which will operate the relay

$$= \frac{1000}{5} \times 0{\cdot}75 = 150 \text{ A}$$

E.M.F. induced in x% of stator winding

$$= V_{ph} \times (x/100) = 3810 \times (x/100) = 38{\cdot}1\,x \text{ volts}$$

Earth fault current which x% winding will cause

$$= \frac{38{\cdot}1\,x}{r} = \frac{38{\cdot}1\,x}{6} \text{ amperes}$$

This must be equal to 150 A.

$$\therefore \quad 150 = \frac{38{\cdot}1\,x}{6}$$

or $$x = 23{\cdot}6\%$$

(*ii*) Let r ohms be the minimum earthing resistance required to provide protection for 90% of stator winding. Then 10% winding would be unprotected *i.e.* $x = 10\%$.

$$\therefore \quad 150 = \frac{38{\cdot}1\,x}{r}$$

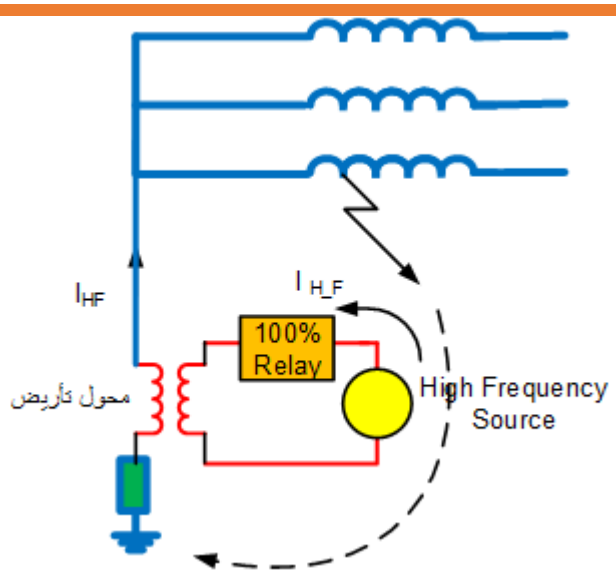
or $$r = \frac{38{\cdot}1\,x}{150} = \frac{38{\cdot}1 \times 10}{150} = 2{\cdot}54\,\Omega$$

6-9-2 الحماية الكاملة للـ Stator فى المولدات

للتغلب على مشكلة الحماية الغير كاملة ضد الأعطال الأرضية، يستخدم ما يسمى بالحماية الكاملة للمولدات 100% Generator Protection. والفكرة المبسطة لها تظهر بوضـــــــوح من الشكل 6-31. فالمولد هنا يتم تأريضه من خلال محول تأريض Earthing Transformer، وفى الجانب الآخر لهذا المحول يركب مصدر توليد تردده مختلف عن 50 Hz (يمكن استخدام التردد العالي أو المنخفض)، المهم هو استخدام تردد مختلف عن الـ 50Hz حتى يمكن التفرقة بين التيار المسحوب من المصدر الجديد والذى بناء على قيمته سيتم تحديد مكان العطل، وبين أى تيار آخر راجع من خلال الأرض نتيجة Leakage current or Unbalance Loads.

ولنفرض أننا نستخدم مصدر عالى التردد، فعند حدوث عطل قريب من نقطة التعادل، فإن المقاومة المكافئة التى يراها مصدر التيارات عالية التردد الذى أضفناه للدائرة تكون صغيرة، وبالتالي فالتيار المسحوب منه يكون عالياً، فيظهر جهد محسوس داخل وحدة الوقاية (100% Relay) و تسبب عمل جهاز الحماية.

www.drgilany.com



شكل 6-31 الوقاية الكاملة لملفات المولد

لاحظ أنه فى حالة الأعطال البعيدة عن نقطة التعادل فإن المقاومة المكافئة ستكون عالية، وبالتالي فالتيار المسحوب من مصدر التيارات عالية التردد سيكون صغيراً، فلا يحس به الجهاز. لكن عدم اشتغاله لا يمثل مشكلة، لأن مثل هذا النوع من الأعطال (البعيد عن نقطة التعادل) يمكن اكتشافه بسهولة بواسطة أنواع أخرى عديدة من الوقايات المركبة على المولد مثل Differential Protection أو Earth Fault العادى.

وهناك طريقة أخرى سبق الإشارة إليها في بداية هذا الفصل وهى باستخدام الـ Undervoltage Relay , 27G فيحسن الآن أن تراجعها.

6-10 وقاية الـ ROTOR

أعطال الـ rotor بصفة عامة أقل خطورة لأن الجهد فيه لا يتجاوز 500VDC مقارنة بحوالي 20kVAV في الـ Stator. وأهم ما يميز الـ Rotor أنه يتغذى من خلال DC System كما تبين فى بداية هذا الفصل، وعند حدوث تلامس بين ملفه والأرض فإن التيار لا يجد طريقا ليكمل دائرته، ومن ثم لا يتأثر بالعطل الأرضى ولا يحتاج لفصل لحظى للمولد بل يكفى صدور alarm لإصلاح العطل في اقرب صيانة ممكنة.

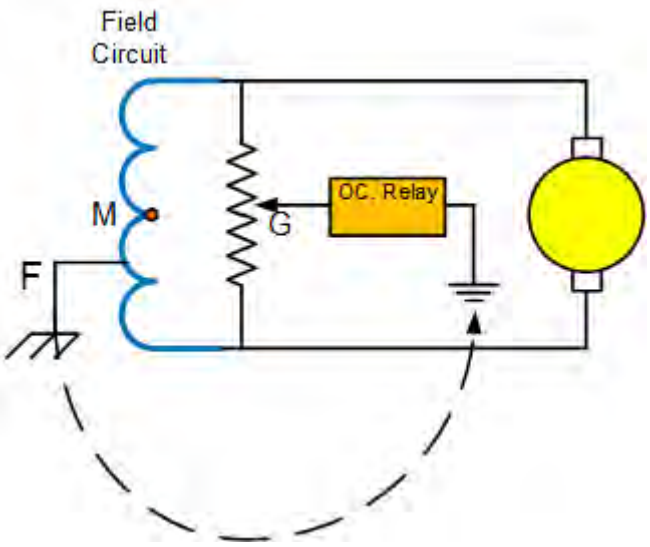
لكن إذا حدث عطل أرضى ثانى فستكون مشكلة بسبب مرور تيار العطل بين نقطتى التلامس مع الأرض وهذا ينتج تيار عطل عالى جدا.

www.drgilany.com

ولتجنب هذه المشكلة فإن هناك طريقتان تستخدمان فى حالة وقاية الـ Rotor:

الأولى باستخدام مقاومة عالية توضع على التوازى مع ملف الـ Rotor، ويوصل أحد طرفي جهاز الوقاية فى منتصفها تماما عند النقطة G كما فى الشكل 6-32. ففى حالة العطل عند النقطة F مثلا فإن جهاز الوقاية سيكون ضمن دائرة مغلقة تضمه مع نصف المقاومة وكذلك جزء من ملف الـ Rotor مقداره يعتمد على مكان نقطة العطل F على الـ Rotor.

ويعيب هذه الطريقة أنه إذا حدث العطل فى منتصف ملف Rotor تماما عند النقطة M، فإن فرق الجهد بين نقطة M ونقطة G يساوى صفراً وبالتالي لا يمر تيار بالـ Relay. أما إذا حدث العطل عند أى نقطة أخرى – عدا النقطة M – فسيكون هناك فرق جهد بين النقطتين يسبب مرور تيار لتشغيل الـ Relay.

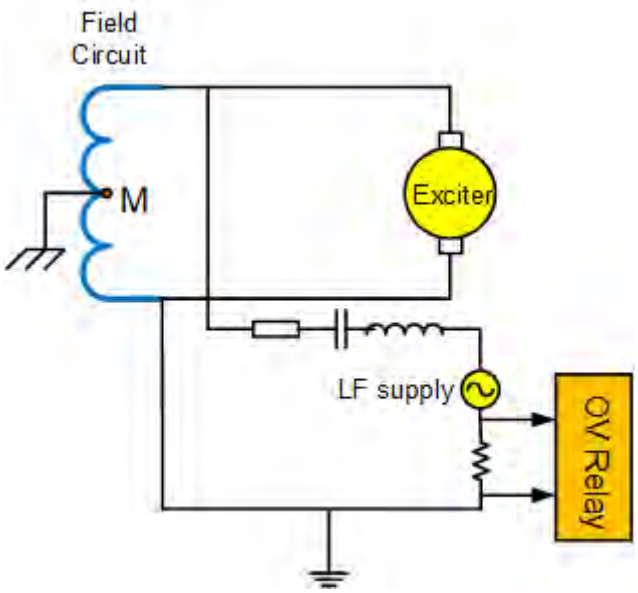


شكل 6-32 الطريقة الأولى لوقاية الـ Rotor

أما فى الطريقة الثانية والتى تظهر فى الشكل 6-33، فإن حدوث عطل أرضى على ملف الـ Rotor سيتسبب فى عمل دائرة مغلقة تضم: Source AC + مكثف لتحجيم التيار فى حالة عطل في أول الملف + جزء من ملف الـ Rotor (حسب مكان العطل) + مقاومة يظهر عليها جهد يتناسب مع تيار العطل.

وقد يستبدل مصدر الـ AC injection بآخر من النوع DC وفى هذه الحالة يوضع مقاومة بدلاً من المكثف. وفى كلا الحالتين سيظهر جهد كاف على المقاومة التى يوضع على طرفيها Over-voltage Relay و سيظهر هذا الجهد بين طرفي الـ Relay فى حالة العطل الأرضى أياً كان مكان العطل حتى لو كان فى منتصف الملف، وهو ما يميزه عن الطريقة الأولى.

www.drgilany.com



شكل 6-33 الطريقة الثانية فى وقاية الـ Rotor

6-11 الوقاية الاحتياطية

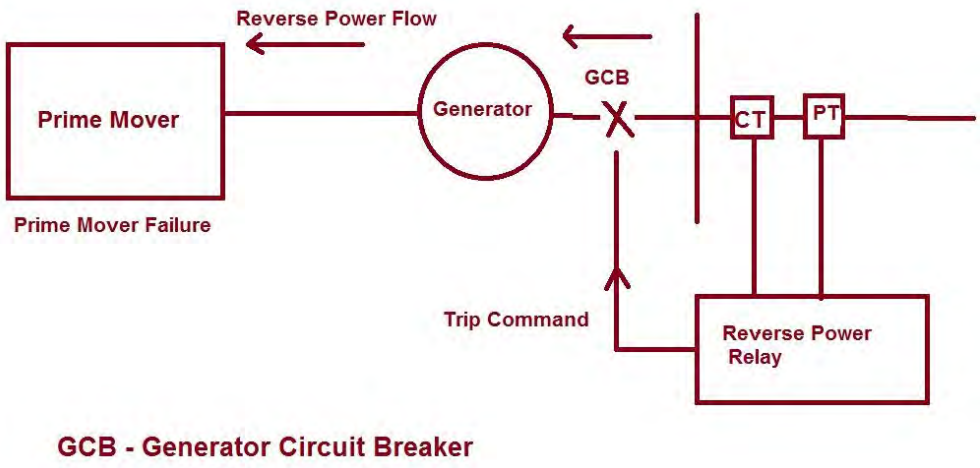
هناك أنواع عديدة من الوقاية توضع على المولد لتساعد فى اكتشاف أشكالاً خاصة من الأعطال، ومن هذه الأنواع:

6-11-1 الوقاية ضد انعكاس اتجاه القدرة Reverse Power

إذا قفل مثلا صمام البخار بالخطأ أثناء تخفيف الأحمال، فهذا يعنى أن المـــــــولد لم يعد له prime mover ويصبح كأنه موتور لأنه مازال متصلا بالشبكة فسيسحب تيار من الشبكة وسيحاول تدوير تربينة البخار مما قد يسبب دمارا خاصة في وحدة الـ Low Pressure.

وغالبا يضبط جهاز الـ Reverse Power, 32، على فصل المولد إذا اكتشف مرور قدرة عكسية تساوى أكثر من 50% من القدرة المقننة للمولد ولمدة عشر ثوانى أو أكثر (شكل 6-34).

www.drgilany.com



شكل 6-34

6-11-2 الوقاية ضد السرعة العالية Over Speed Protection

ففى حالة فصل حمل كبير بصورة فجائية فإن كمية البخار الداخل إلى التربينة تظل كما هى دون تغير لفترة معينة يفترض أن تكون وجيزة، لكن المشكلة أنه خلال هذه الفترة ستزداد السرعة بصورة كبيرة، وما لم يتدخل Governor لضبط مدخلات التربينة إلى قيم أصغر تتناسب مع الوضع الجديد فإن المولد يمكن أن يدخل فى دوامة السرعة العالية المدمرة.

لاحظ أنه يمكن لـ Governor أن يحس بذلك التغير من خلال تغير قيمة الجهد الذى يقرأه مولد صغير يركب على عمود المولد والتربينة، وعند زيادة السرعة سيزداد هذا الجهد. كما يمكن اكتشاف هذه المشكلة بصورة أخرى عن طريق جهاز وقاية ضد زيادة التردد Over-Frequency Relay، لأن التردد يتناسب طردياً مع السرعة، ويمكن ضبط هذا الجهاز للحماية ضد السرعات العالية.

6-11-3 الوقاية ضد الفيض العالى Over Fluxing, 24

إذا زاد الفيض عن حد التشبع فسيسبب هذا الفيض العالى فى زيـــــــــــادة مرور ما يسمى بـ Eddy Currents فى كل الأجزاء الحديدية فى المولد إلى قيم عالية، يمكن أن تسبب ضغوطا مغناطيسية عالية وتتسبب فى كسرها. ولتجنب هذه المشكلة فإننا نحتاج إلى طريقة لاكتشاف أن الفيض قد زادت قيمته عن القيم المسموح بها.

www.drgilany.com

وإحدى هذه الطرق هى طريقة Volts-per-Hertz والتى تعتمد فى فكرتها على أن الفيض يتناسب طردياً مع الجهد المتولد، ويتناسب عكسياً مع التردد، أى أن

$$\phi \quad \alpha \quad \frac{V}{F}$$

ويمكن استنتاج العلاقة السابقة أيضا من المعادلة المعروفة:

$$V = 4.44\, N\, \phi\, F$$

وبالتالي فيمكن قياس الفيض (أو بمعنى أصح أمكن قياس كمية تتناسب مع الفيض) باستخدام هذه الكمية الجديدة: (V/F)، فإذا ارتفع الفيض عن قيمة محددة فمعنى ذلك أن الجهد سيرتفع، وأن التردد سينخفض وتصبح الكمية (V/F) عالية جدا، فيتم فصل المولد.

وأبرز الحالات التى تظهر فيها أهمية هذا النوع من الوقاية هى الحالة التى يتم فيها حماية المولد – المحول كوحدة واحدة، خاصة فى حالة خروج التربينة من الخدمة فجأة مع بقاء منظم الجهد (Voltage Regulator) يعمل، فعندئذ ستتناقص السرعة خلال الفترة التى تعقب فصل التربينة، وبالتالي سيقل التردد، كما سيقل الجهد، لكن منظم الجهد الذى لا يزال بالخدمة سيحاول رفع الجهد مما سيترتب عليه أن النسبة (V/F) – تتناسب طرديا مع قيمة الفيض – ستكبر جداً، وهذا معناه أن الفيض قد ارتفع مستواه إلى درجة الخطر، ويجب فصل الوحدة تماماً. نفس المشكلة يمكن أن تحدث إذا تم فصل حمل كبير بصورة فجائية فى غياب منظم الجهد.

12-6 قراءة المخططات

من أهم المهارات اللازمة لمهندس الوقاية القدرة على قراءة مخططات الوقاية Protection Schemes. وفى هذا الجزء سنعرض لكيفية قراءة مخططات وقاية المولد كما تظهر فى الشكل 6–35.

ويتكون المخطط من دوائر تمثل أجهزة الوقاية المختلفة، وأسماؤها تعرف طبقا للجدول 1–1 فى الفصل الأول.

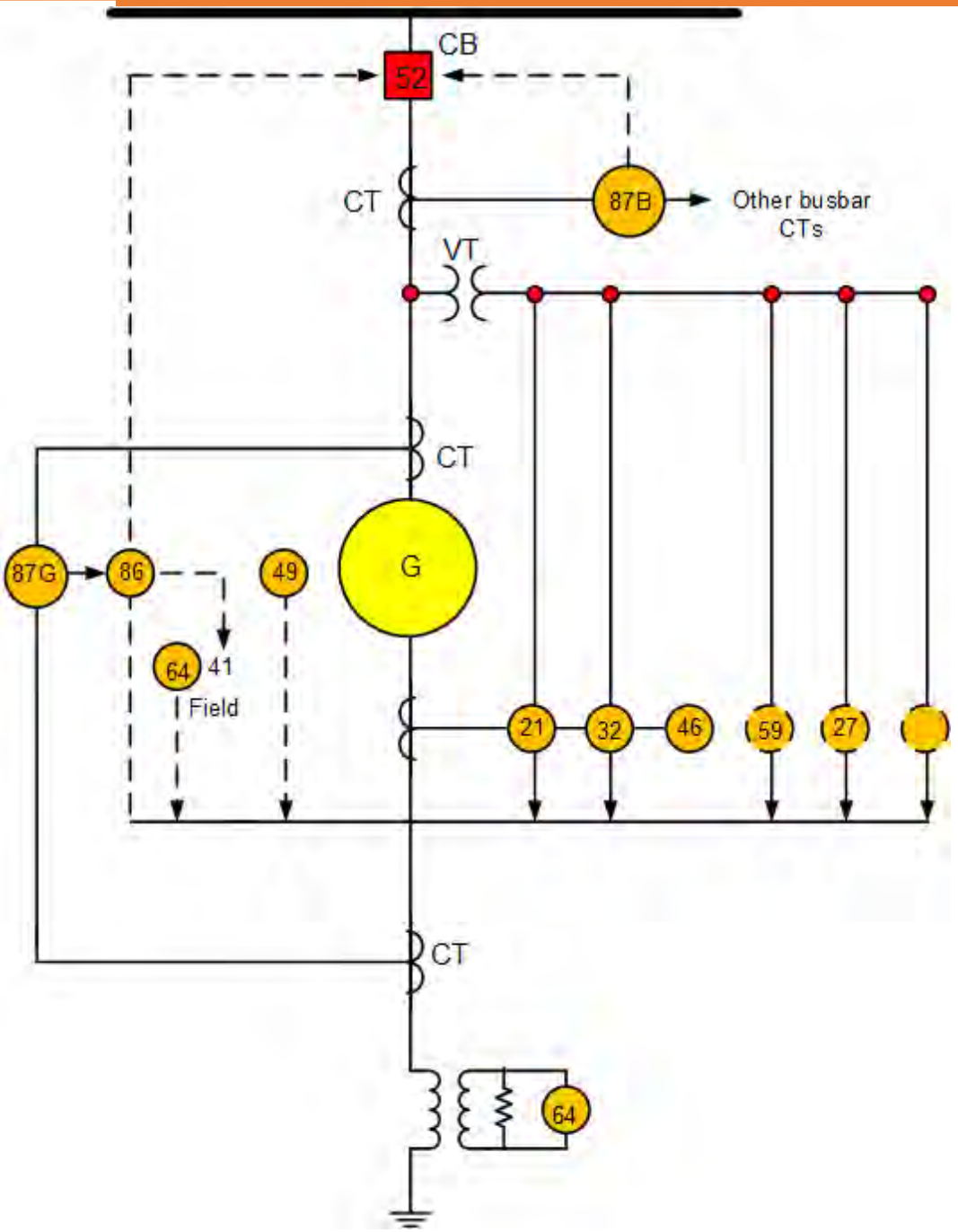
لاحظ أن جهاز الوقاية التفاضلية (87) يزود بمحولى تيار خاصين به، بينما يتم تغذية باقى الأجهزة من CT ثالث منفصل. كذلك لاحظ وجود VT واحد للجميع.

لاحظ أيضا أن بعض الـ Relays تظهر بخطوط منقطة وتعنى أنها غير أساسية بمعنى أنها قد لا تكون موجودة فى بعض المولدات.

www.drgilany.com

أخيرا، لاحظ أن جميع إشارات الـ Trip تتجمع فى Auxiliary Lock out Relay, 86 ويمثل مكان لتجمع الإشارات ثم تصدر منه إشارة الفصل إلى CB.

www.drgilany.com



شكل 6-35 مخطط أجهزة وقاية المولد

www.drgilany.com

7 الفصل السابع

وقاية قضبان التوزيع فى المحطات

يعتبر الـ Busbar (BB) من أقل عناصر منظومة القوى الكهربية تعرضا لوقوع أعطال عليه، لكنه فى نفس الوقت يعتبر الأخطر بين كافة عناصر المنظومة، لأنه عند حدوث عطل أو خطأ ما على الـ BB فإن الحل الوحيد أمام الوقاية الخاصة به هو فصل جميع مصادر التغذية الداخلة عليه وكذلك فصل جميع الأحمال الخارجة منه، وبالتالي فهو فعلا الأكثر حساسية فى منظومة الوقاية. ومن هنا فيجب توخى الحذر الشديد قبل إصدار قرار بتشغيل وقاية الـ BB.

مع ملاحظة أن تخصيص أجهزة لوقاية الـ BB لا يتم سوى فى الأنظمة الكبيرة فقط بينما يكتفى بالوقاية الاحتياطية لبقية عناصر منظومة القوى للعمل كوقاية للـ BB. علما بأن عدم اكتشاف أعطال الـ BB لا يتسبب فقط فى خسارة الـ BB لكنه يتسبب فى احتراق المحطة بالكامل لأن كافة عناصر المحطة مرتبطة بدرجة ما بالـ BB.

7-1 أنواع الـ BBs

تتنوع تصنيفات الـ BB حسب وجه المقارنة المطلوب:

7-1-1 التصنيف حسب نوع العزل

فمن حيث نوعية العزل المحيط بالـ BB هناك عدة أنواع:

1. عزل بالهواء وبدون فواصل بين الـ Phases المختلفة.
2. عزل بالهواء مع وجود موانع عازلة بين كل Phase وآخر.
3. عزل بالهواء لكل phase داخل Earthed enclosure.
4. عزل باستخدام SF_6 داخل ما يعرف بـ Gas Insulated System أو GIS لكل Phase على حدة، وهو الأكثر انتشارا فى المحطات الكبرى.

www.drgilany.com

7-1-2 التصنيف حسب عدد الأجزاء

أما إذا أردنا الحديث عن تصنيف الـ BB طبقا لترتيبات الـ BB داخل المحطة فسيكون هناك تصنيف آخر. فنتيجة المشاكل التى ذكرناها فى المقدمة السابقة فقد اعتمدت كافة المحطات الكبرى فكرة تقسيم الـ BB الواحد إلى عدة أجزاء منفصلة عن بعضها وقابلة للربط مع بعضها أيضا بهدف منع فصل المحطة بالكامل بسبب عطل على الـ BB، وبالتالي نستطيع تقليل حجم الأجزاء التى يتم فصلها. ويراعى أن يتم تغذية الأجزاء المهمة فى المحطة من أكثر من جزء من أجزاء الـ BB لضمان الاستمرارية فى حالة فصل أحد الجزئين.

ومن أشهر أنواع الـBB المستخدمة فى المحطات بأنواعها:

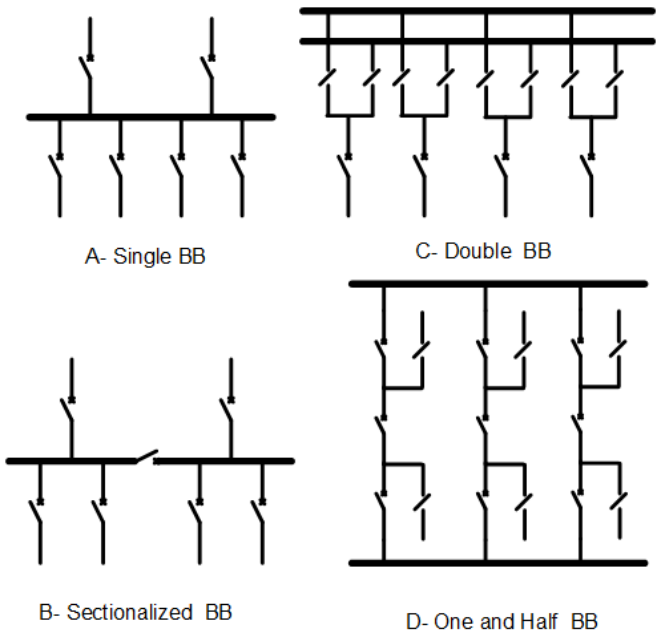
A- النوع الأول: Single BB

B- النوع الثانى: Single BB with Bus Section

C- النوع الثالث: Double BB with Bus Coupler

D- النوع الرابع: One and Half

وبعضا من الأنواع المختلفة السابقة تظهر فى الشكل 7-1. والمزيد من التفاصيل حول كل نوع منها تجده في الباب الثالث من الكتاب الرابع: هندسة القوى الكهربية.



شكل 7-1 الأنواع المختلفة للـ BB

www.drgilany.com

7-1-3 التصنيف حسب شكل الموصل

ويمكن تصنيف الـ BB طبقا لشكل الموصل إلى عدة أنواع:

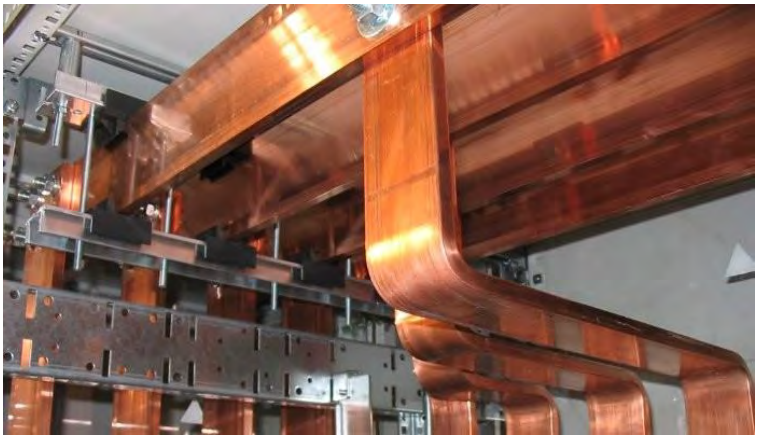
1- النوع المسطح Flat BB كما في الشكل 7-2 وفى هذا النوع يمكننا حساب قيمة التيار الذى يتحمله الـ BB من Eq. 7-1:

Eq. 7-1 $I = 7.73 A^{0.5} p^{0.39}$

حيث

A مساحة المقطع

P السمك فى حالة المسطح والمفرغ



شكل 7-2

2- النوع المفرغ كما في الشكل 7-3، وله سمك (P)، وفى هذا النوع يمكننا حساب قيمة التيار الذى يتحمله الـ BB من Eq. 7-2:

Eq. 7-2: $I = 8.63 A^{0.5} p^{0.36}$

www.drgilany.com

الشكل 7-3

3- النوع المصمت، وفى هذا النوع يمكننا حساب قيمة التيار الذى يتحمله الـ BB من Eq. 7-3:

Eq. 7-3: $I = 13.6A^{0.68}$

وفى كل الحالات السابقة فقد افترضنا أن الارتفاع فى درجة الحرارة يمكن أن يصل إلى 50 درجة مئوية فوق درجة حرارة الجو التى يفترض أنها 40 درجة. ويفترض أيضا أن المعدن المستخدم هو النحاس الذى له resistivity تساوى 1.724 μΩ.cm عند 20 درجة مئوية. و يمكن الرجوع لتفصيلات ذلك فى كتب نظم القوى الكهربية.

7-2 أسباب الأعطال

تتنوع أسباب أعطال الـ BB، فمن واقع المحطات يتبين أن أحد أشهر هذه الأسباب عمليا هو سقوط شئ غريب على هذه القضبان يؤدى إلى حدوث Short بينها (SC) وغالبا ما يكون ذلك فى المنظومات الصغيرة نسبيا، كعبور حيوانات مثلا أو أعشاش طيور. أو يكون السبب أحيانا هو نسيان مفتاح التأريض مغلقا بعد الانتهاء من أعمال الصيانة، أو بسبب حدوث Breaker Failure أو حدوث انهيار فى محولات التيار. وقد يكون السبب صواعق برق كما في المحطات الخارجية،

ويلاحظ أن أعطال الـ BB تتميز بأنها من النوع الدائم وليست أعطالا عابرة وهذا مما يضيف بعدا آخر لخطورة هذه الأعطال. ويترتب أيضا على هذه الملاحظة أن أنظمة وقاية الـ BB يلزم أن تفصل الـ CBs ثم تجعلها فى الوضع Locked بعد فصلها لأنه لا يوجد احتمال أن يكون العطل من النوع العابر Transient Fault.

www.drgilany.com

7-2-1 خطورة Short Circuit على الـ BB

قبل الدخول فى تفاصيل منظومة الوقاية الخاصة بالـ BB لابد من الإجابة على سؤال هام: ما هى توابع الأعطال فى الـ BB وما مدى خطورتها؟

والواقع أن عطلا على الـ BB يمكن أن يتسبب فى تدمير المحطة بالكامل إذا لم يتم فصله بسرعة، فمعلوم أن أى سلكين يحملان تيارا شدته (I)، وبينهما مسافة (s)، فإنه تنشأ بينهما قوة مغناطيسية(F_{max}) تتناسب طرديا مع مربع شدة التيار المار فيهما، كما تتناسب عكسيا مع المسافة بينهما حسب Eq. 7-4:

Eq. 7-4: $$F_{\max} = 2\frac{I^2}{s} \times 10^{-4} \quad N.m$$

وتتوقف قيمة هذه القوة فى حالة الـ three-phase system حسب الـ Phase الذى حدث عليه العطل، وهل هو على الطرف الخارجى أم فى المنتصف.

وعند حدوث عطل مسببا تيارا عاليا، فإن القوة المغناطيسية بين القضبان يمكن من شدة قوتها أن تتسبب فى "خلع" القضبان من مسامير تثبيتها فى الـ Switchgear مما قد ينشأ عنه خسائر كبيرة فى المحطة قد تطال للأسف الأفراد المتواجدون بالموقع بالقرب من الـ BB.

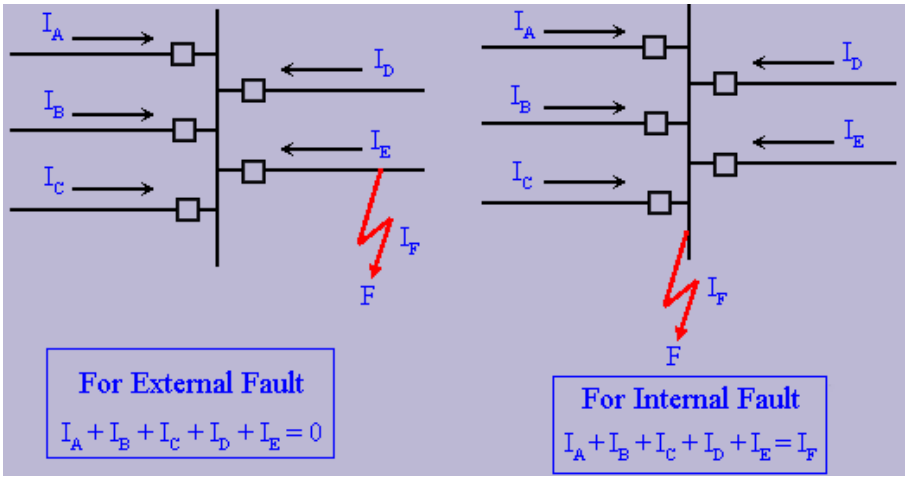
7-3 الأساليب المستخدمة فى وقاية الـ BBS

تتعدد الطرق المستخدمة فى حماية الـ BBs طبقا لنوع الـ BB ودرجة التعقيد فى تصميمه ودرجة أهميته. لكن فى كل الأحوال يجب أن تتميز وقاية الـ BB عموما باعتمادية عالية High Reliability وقدرة عالية على تمييز الأعطال Discrimination وسرعة الفصل خشية خروج المحطة بالكامل من الخدمة.

وباستثناء الطريقة الأولى التالية، فإن أغلب الطرق التالية ستعتمد على تطبيق Kirchoff Current Law, KCL، وهو القانون الذى ينص على أن مجموع التيارات الداخلة إلى نقطة (أو بالطبع الداخلة على BB) تساوى مجموع التيارات الخارجة منها. وذلك بالطبع فى الظروف الطبيعة فقط.

وحتى في حالة الأعطال الخارجية سيظل مجموع التيارات الداخلة على الـBB يساوى مجموع التيارات الخارجة حسب هذا القانون كما في الشكل 7-4.

www.drgilany.com



شكل 7-4

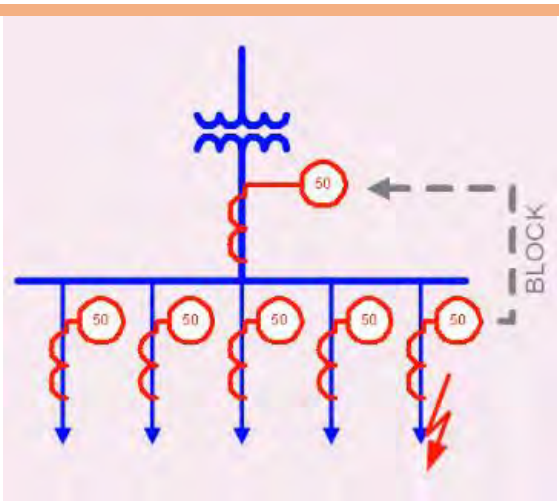
ولذا فهو الأساس الذى ستبنى عليه معظم طرق الوقاية الخاصة بالـ BB رغم وجود بعض الصعوبات العملية أحيانا في تطبيقه كما سنرى.

7-3-1 الطريقة الأولى: الوقاية باستخدام زمن تأخير

ومن أبسط الطرق المستخدمة فى حماية الـ BBs تلك الطريقة التى تظهر فى الشكل 7-5. وتعرف هذه الطريقة بـ Remote Time Delay Protection، حيث يتم حماية كل خط خارج من الـ BB بواسطة Overcurrent Relay بالإضافة إلى حماية احتياطية للجميع، وهذه الأخيرة تعتبر رئيسية بالنسبة للـ BB.

وفى حالة حدوث عطل على أحد المغذيات الخارجة من الـ BB فإن جهاز الـ OC الخاص بهذا المغذى يرسل إشارة منع Block لجهاز الـ OC الخاص بالـ BB. وبالطبع يلزم وجود فارق زمنى معقول بين مجموعة الـ OC الخاصة بالمغذيات وبين الـ OC الخاص بالـ BB.

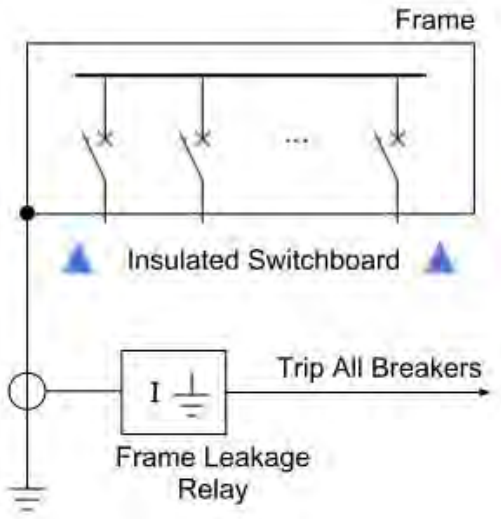
www.drgilany.com



شكل 7-5 الطريقة الأولى

7-3-2 الطريقة الثانية: Frame Leakage Protection

وهذه الطريقة من الطرق أيضا البسيطة والاقتصادية فى نفس الوقت، حيث تعتمد فكرتها على الاستفادة من أن الـ BB موجود داخل Metal Switchgear Frame، وعند حدوث عطل أرضى على الـBB فإن تيار العطل سيتسرب من خلال هذا الـ Frame إلى الأرض، وبالتالي لو وضعنا جهاز حماية من النوع Earth Fault Relay [64] كما فى الشكل 7-6 فإنه يمكنه بسهولة اكتشاف هذا العطل.



شكل 7-6 وضع الـ BB داخل Enclosure

www.drgilany.com

يعيب هذه الطريقة أنها لا تميز بين الأعطال على الـ Sections المختلفة للـ BB إذا كانت هذه الـ Sections موجودة داخل Frame واحد يجمعهم.

و يجب فى هذه الطريقة مراعاة ألا يحدث تماس بين مسامير ربط الـ Frame مع حديد تسليح القاعدة الخرسانية التى سيوضع عليها وإلا فسترتفع قيمة التيار المتسرب فى الظروف الطبيعية.

وأخيرا فهذه الطريقة لا تصلح سوى لاكتشاف الأعطال الأرضية فقط أما الـ Phase Faults فلا يمكنها اكتشافها. وعموما فهى نادرة الاستخدام خاصة أن العطل يمكن أن يسبب ارتفاعا في جهد الجسم المعدنى ومن ثم يمثل خطورة على البشر المتعاملين معه.

7-4 الوقاية باستخدام Differential Protection:

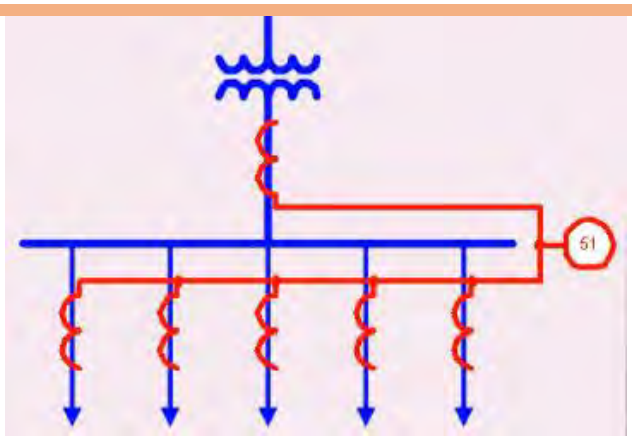
على الرغم من أهمية الطرق السابقة لكن يظل استخدام الـ Differential Protection هو الأكثر انتشارا فى مجال وقاية الـ BB. ولذا سنتعرض له هنا بشئ من التفصيل.

7-4-1 مبادئ الـــ Differential Overcurrent

الفكرة المقترحة فى هذه الطريقة تستفيد من قانون كيرشوف، ففى هذه الطريقة لا يتم تغذية جهاز الـ OC بتيار أحد المغذيات كالمعتاد، أو حتى بالتيار الكلى الداخل أو الخارج من الـ BB، ولكن يتم تغذية جهاز الـ OC الخاص بوقاية الـ BB بتيار يساوى الفرق بين مجموع التيارات الداخلة على الـ BB ومجموع التيارات فى المغذيات المختلفة الخارجة من الـ BB كما فى الشكل 7-7. وبالطبع وطبقا لـ KCL فإن هذا التيار فى الأحوال الطبيعة يساوى صفرا. ولن تكون له قيمة إلا إذا حدث عطل على الـ BB فعندها سيختلف مجموع التيارات الداخلة عن التيارات الخارجة. ومن هنا جاءت تسمية هذه الطريقة بطريقة Differential Overcurrent.

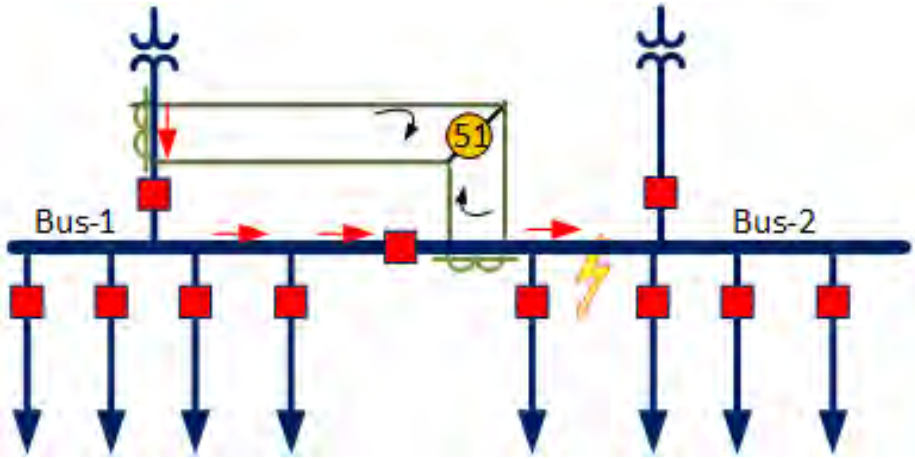
لكن بالطبع يعيب هذه الطريقة أن احتمال حدوث Saturation فى محول التيار الرئيسى هو احتمال كبير.

www.drgilany.com



الشكل 7-7

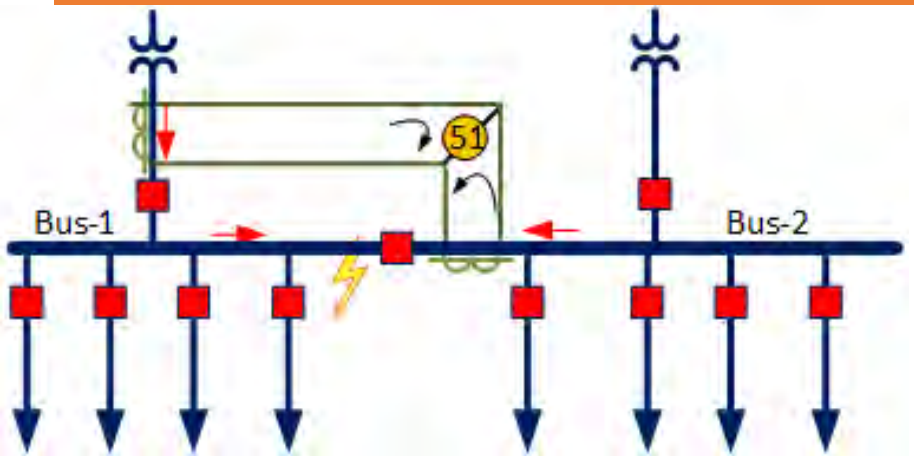
هذه الطريقة يمكن أيضا تطبيقها حتى لو كان الـ BB من النوع المزود بـ Bus Section، كما في الشكل 7-8. في هذه الحالة فإن كل Section يجب أن تكون له الوقاية الخاصة به. على سبيل المثال فالجزء الأيسر Bus-1 من النظام تكون مواضع الـ CT الخاصـــــــــــــة بالـ Differential Protection لهذا الـ Section كما في الشكل 7-8. فإذا حدث عطل خارج هذا الجزء سيكون التيار في الـ Two CTs متساويا ومجموعهما يساوى صفرا كما في الشكل 7-8.



شكل 7-8

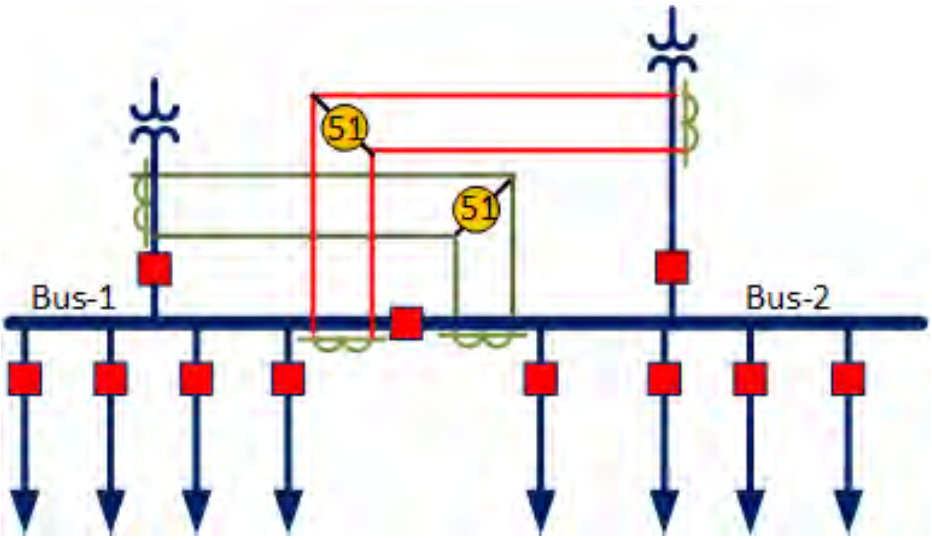
على عكس لو وقع العطل داخل الـ left-BB فعندها سيكون التيار مجموعا داخل الـ Relay وسيفصل الـ BB كما في الشكل 7-9.

www.drgilany.com



شكل 7-9

وبالطبع فإن الـ Section الأيمن Bus-2 ستكون له وقاية مشابهة تماما ومنفصلة عن الوقاية السابقة كما في الشكل 7-10.

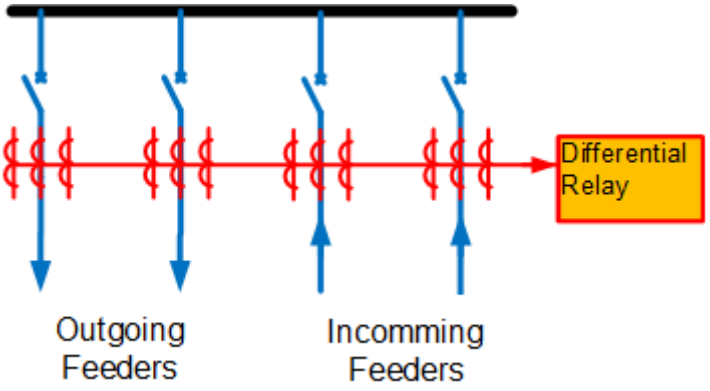


شكل 7-10

لاحظ أننا OCR وبالتالي في الظروف الطبيعية لن يكون التيار كافيا للتشغيل حتى لو وجد في جهة واحدة فقط.

www.drgilany.com

لاحظ أنه يمكنك استخدام جهاز Differential Relay واحد تتجمع فيه كافة تيارات الخطوط من كافة الـ Phases كما فى الشكل 7-11. لكن يعيب هذه الطريقة أنها لا تكتشف سوى الأعطال الأرضية EF فقط.



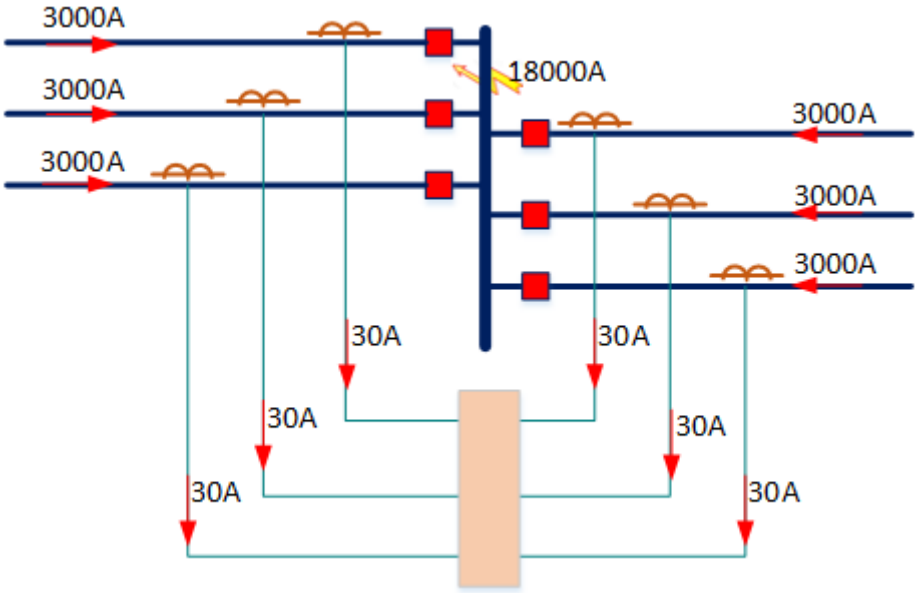
شكل 7-11 استخدام Differential Relay لكل الـ Phases

أما إذا أردت اكتشاف كافة أنواع الأعطال Phase and Earth faults فيجب استخدام جهاز Differential Relay مخصص لكل Phase على حدة

7-4-2 مشاكل استخدام الـ Differential Relay التقليدى

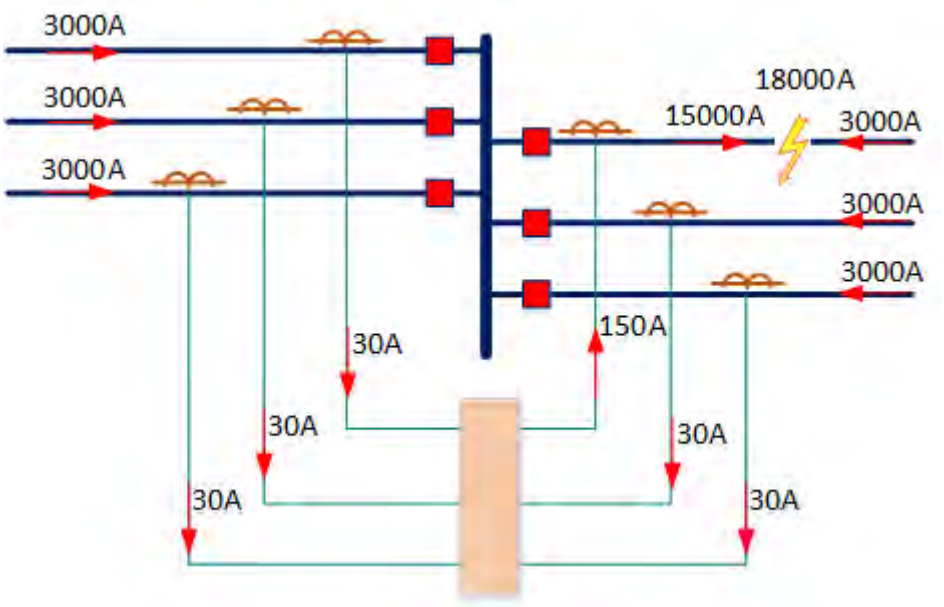
وفى المثال التالي سنفترض حدوث عطل داخلى بقيمة تيار مثلا 18000A، حيث ستتوزع قيم التيار بين الخطوط ولنفرض أنها بالتساوى كما في الشكل 7-12، وبالتالي سنحصل في الثانوي لكل CT على 30A (ستة أمثال التيار الطبيعي لـ CT) وهى قيمة معقولة لا تسبب Saturation. وبالطبع ستجمع كل هذه التيارات داخل الـ Operating coil وتتسبب في فصل سليم لجميع الدوائر.

www.drgilany.com



شكل 7-12

أما في حالة حدوث عطل خارجي قريب من الـ BB، فسيمر تيار العطل بنفس القيمة تقريبا لكن بتوزيع مختلف كما في الشكل 7-13.



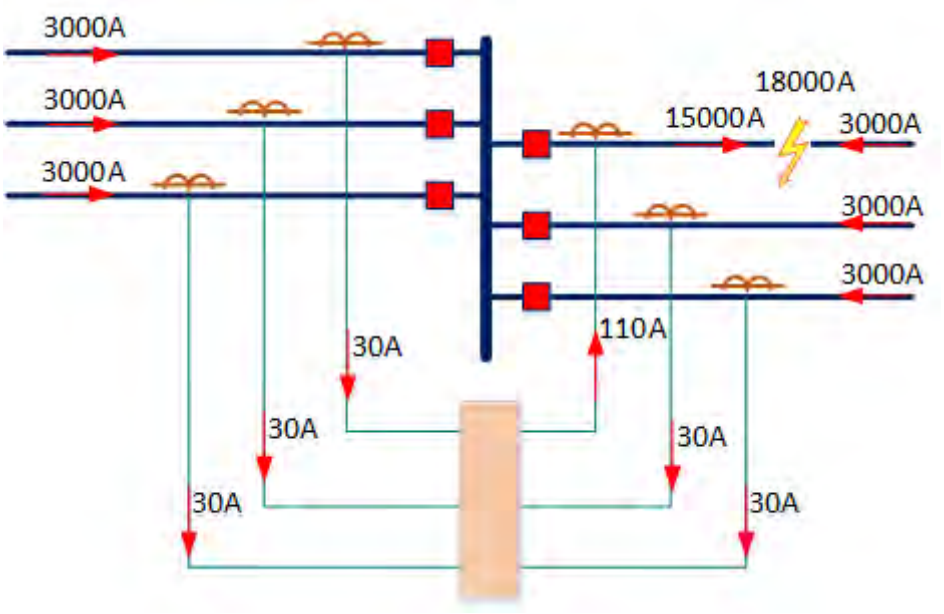
شكل 7-13

www.drgilany.com

وحيث أن مجموع التيارات الداخلة (150A) تساوى التيار الخارج (150A)، وبالتالي فسيمر تيار يساوى صفر في الـ Operating Coil ومن ثم لن يشتغل الجهاز كما هو مفترض. وبالطبع هذا ما نرجوه!!

لكن عمليا هذا غالبا لن يحدث لأن مرور 150 أمبير (30 ضعف التيار الطبيعي) في الـ CT المركب على الخط الـ Faulty سيتسبب لاشك في حدوث تشبع لهذا الـ CT وبالتالي سيشعر وكأن التيار المار فيه أصغر بكثير من هذه القيمة مما سيتسبب في وجود فرق بين التيار الداخل والتيار الخارج على الـ faulty Phase ويحدث فصل خاطئ لأن العطل خارج الـ BB وكان يجب ألا يفصل.

وحتى لو فرضنا أننا نستخدم Biased Differential Relay وأن التشبع تسبب في خفض ضئيل للتيار (من 150 أمبير إلى 110 أمبير مثلا كما في الشكل 7-14). فسيكون الآن لدينا 40 أمبير في الـ Operating Coil وهو الفرق بين التيار الخارج 110A (انخفض نتيجة التشبع)، وبين مجموع التيارات الداخلة (150A)، بينما سيكون لدينا في الـ Restraining Coil تيار قدره 130 أمبير ($130A = \frac{110+150}{2}$)، والنسبة بينهما حوالى ($\frac{40}{130} = 30\%$)، وفى هذه الحالة لتجنب الفصل الخاطئ يضبط الجهاز على ميل قدره slope c/c = %40. وهذا جيد لكنه ليس ممتازا لأننا بذلك خفضنا حساسية الجهاز بشدة.



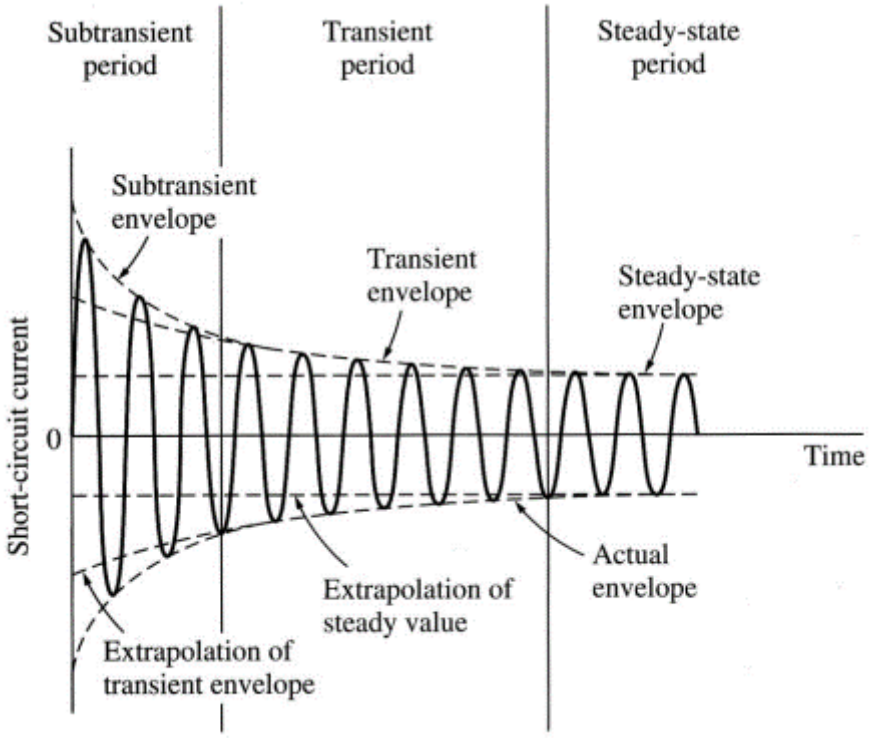
شكل 7-14

www.drgilany.com

7-4-1 أسباب الـ CT Saturation

من أهم المشاكل التي تواجه الـ Differential BB Protection مشكلة حدوث تشبع saturation فى أحد محولات التيار CTs بسبب **عطل خارجى ليس على الـ BB** كما في الشكل 7-14 السابق، حيث ربما يتسبب مرور مجموع التيارات – وهى قيمة عالية بالطبع – في حدوث Saturation في الـCT على الـ phase الذى به عطل، وهذا سيؤدى إلى انخفاض قيمة تيار هذا الـ CT كما رأينا – وقد يصل إلى الصفر – وبالتالي تتغير قيمة Differential Current الداخلة إلى الـ Relay، مما يتسبب فى خداع الـ Relay الذى سيعتبر هذا التغير نتيجة عطل داخلى.

أيضا قد يحدث الـ Saturation نتيجة ارتفاع قيمة التيار في فترة الـ Sub transient خلال الفترة الأولى للعطل (Few cycles) قبل الوصول لـ S.S fault value كما في الشكل 7-15. وقد يصبح الأمر أسوأ في حالة وجود DC Component (تتوقف قيمة الـ DC component على حسب لحظة العطل).



شكل 7-15

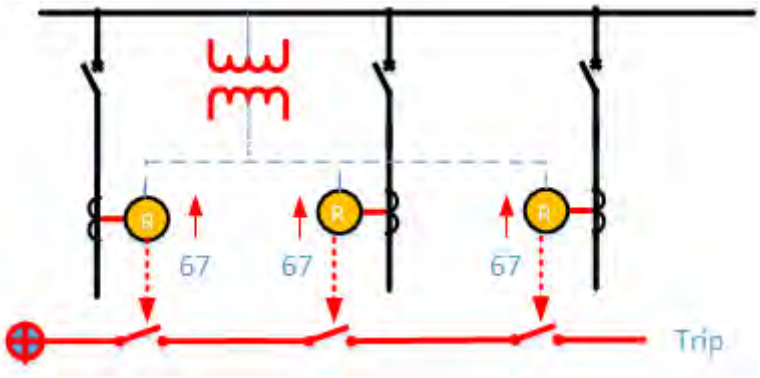
www.drgilany.com

3-4-7 استخدام DCS لعلاج مشكلة CT Saturation

وأبسط الطرق القديمة لعلاج لمشكلة الـ Saturation هو إضافة Delay Time في حدود ثانيتين بحيث تختفى التيارات العالية ولا يكون هناك احتمال لوجود Saturation. لكن بالطبع هذا التأخير غير مرغوب فيه رغم بساطة الحل وسهولته.

وطرق العلاج الأخرى لهذه المشكلة تنقسم لنوعين: نوع قديم يخص الأجهزة غير الرقمية Non Digital Relays، والنوع الحديث يستخدم فقط مع الـ Digital Relays.

<u>فأحد الحلول القديمة لمشكلة الـ Saturation</u> استخدام الجهاز المرسوم في الشكل 7-16 والذى يعرف بـ Directional Comparison Scheme, DCS. هذه الطريقة تعتمد على فكرة منطقية بسيطة وهى أنه فى الظروف الطبيعية فإن اتجاه التيار فى كافة الخطوط الخارجة من أى BB يكون موحدا فى اتجاه الخروج، وفى حالة حدوث عطل خارجى فسيظل الاتجاه دون تغيير على الأقل فى الخط الذى وقع عليه العطل، ولكن عند حدوث عطل على الـ BB فإن اتجاه التيار سينعكس إلى الداخل فى جميع الخطوط بلا استثناء، ويستفاد من هذه الحقيقة فى عمل نظام الوقاية الذى يظهر فى الشكل 7-16. ومن هذا الشكل يتبين أن إشارة الفصل للـ BB لن تصدر إلا إذا انعكس التيار فى كافة الخطوط بلا استثناء، وفى هذه الحالة ستغلق كافة الـ Contact points الخاصة بأجهزة الـ Directional Relays المركبة على الخطوط. بالطبع يعيب هذه الطريقة وجود توصيلات كثيرة، كما أنه يحتاج لـ VT مع كل مغذى. والأخطر أنه ربما عند حدوث عطل على الـ BB ينهار جهد الـ BB ولا تستطيع أجهزة الوقاية الاتجاهية (67) أن تعمل لغياب إشارة الجهد.



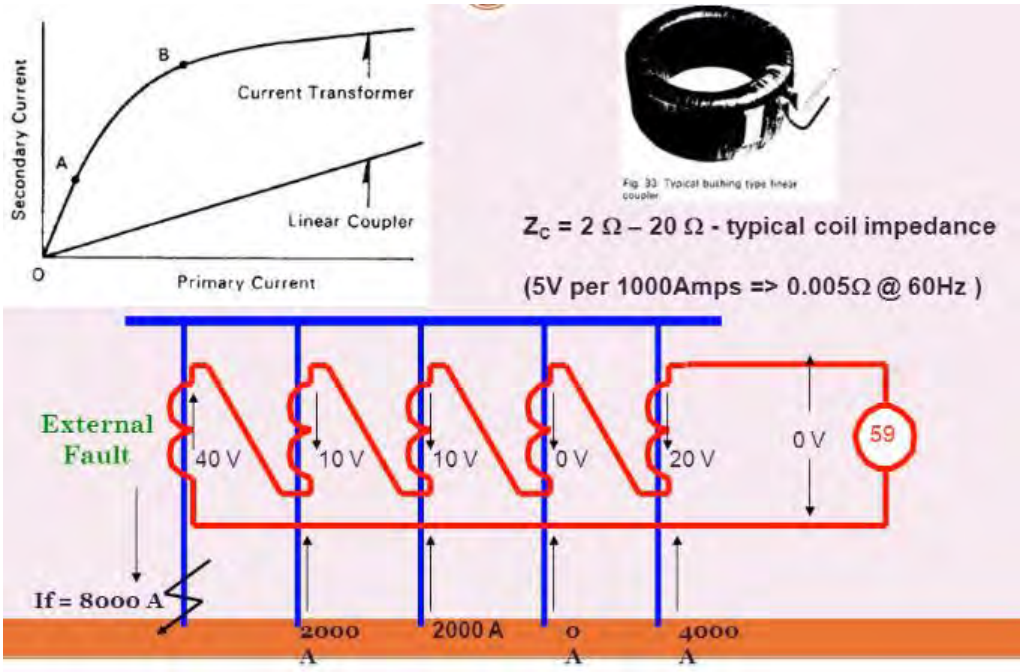
شكل 7-16

www.drgilany.com

7-4-4 استخدام الـ Linear Coupler CT

وهناك حل آخر كان مستخدما قبل الـ Digital Relays وهو استخدام الـ Air Core CT ويسمى أيضا Liner coupler بدلا من الـ Iron Core CT وهذا النوع من الـ CT لا تظهر معه مشكلة الـ Saturation من الأساس.

والـ Output لهذا النوع من الـCT ينتج حوالى 5 فولت (وليس أمبير) عند مرور 1000 أمبير خلاله. ولذا يستخدم Overvoltage Relay, 59 تتجمع عليه خرج جميع الخطوط كما في الشكل 7-17.

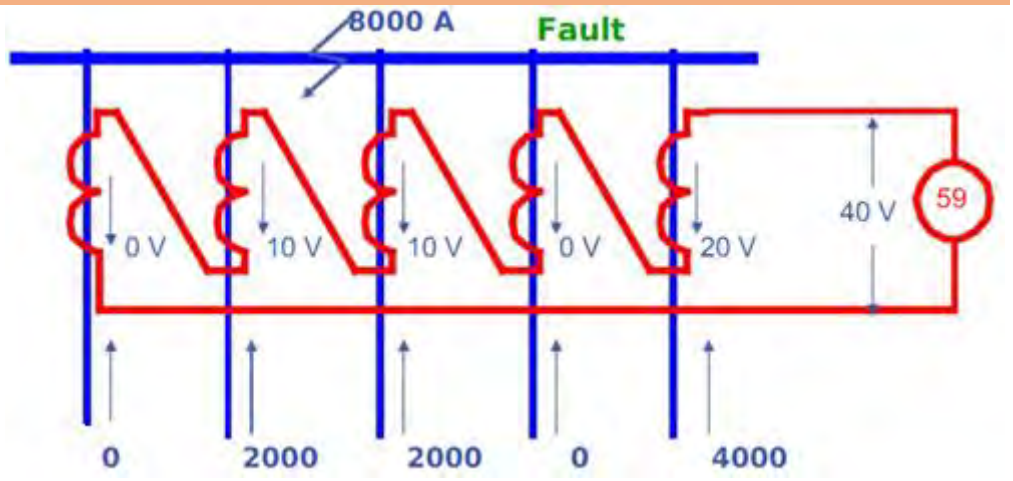


شكل 7-17

وفى الظروف الطبيعية وأيضا مع الأعطال الخارجية سيكون الجهد على أطراف الـ Relay يساوى صفر كما في الشكل 7-17.

أما في حالة الأعطال الداخلية فسيكون الوضع كما في الشكل 7-18 حيث ستكون كل إشارات الجهد في اتجاه واحد فتجمع جبريا وتعطى قيمة مرتفعة كافية لفصل الـ Relay 59.

www.drgilany.com

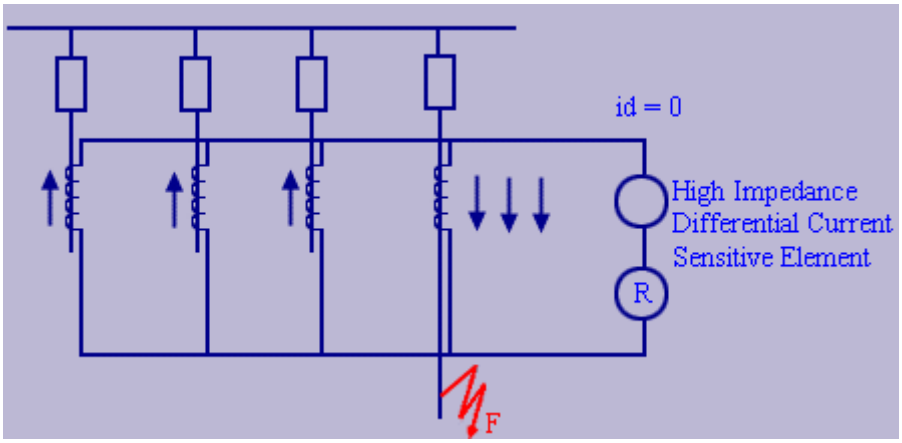


شكل 7-18

7-4-5 استخدام الـ High Impedance Differential Relay

المشكلة أننا نعانى من حدوث Saturation على الـ CT الذى حدث عطل خارجى على المغذى المركب عليه كما في الشكل 7-19، وهذا جعل معظم تيار الـ Secondary في هذا الـ CT يتناقص عن معدله الطبيعي ومن ثم يمر تيار كبير في الـ Relay فيفصله فصلا خاطئا.

أما فكرة الحل فهى أن تضيف مقاومة مع الـ Relay تجعل التيارات الثلاثة تفضل المرور وإكمال الدائرة من خلال الـ Saturated CT بدلا من المرور في جهاز الحماية الذى أصبح معه معاوقة عالية مضافة. وبالتالي نتجنب فصل الجهاز نتيجة أعطال خارجية (شكل 7-19). والفكرة سبق شرحها في الباب الخامس والسادس.



شكل 7-19

www.drgilany.com

أما أجهزة الـ Digital Relays فقد حلت مشكلة الـ Saturation عن طريق سرعة الفصل قبل بدء حدوث الـ Saturation، فمعلوم أن لكل شبكة Time constant يتناسب مع X/R، ولذا فإن أجهزة الوقاية الرقمية تأخذ قرارها في زمن يصل إلى ربع دورة فقط وبالتالي لا تتأثر بالـ Saturation.

7-5 مشاكل عملية مهمة

هناك عدة مشاكل تواجه الـ BB Protection فى الواقع العملى سنتعرض لبعضها هنا بشئ من التفصيل:

7-5 -1 أين نضع الـ CT الخاص بوقاية الـــ BB؟

وهذا السؤال له إجابتان محتملتان:

- يمكن أن نضع هذا الـ CT فى المنطقة بعد الـCB من جهة الخط كما فى الشكل 7-20.
- كما يمكن أن نضعه بعد الـ BB مباشرة وقبل الـ CB كما فى الشكل 7-21.

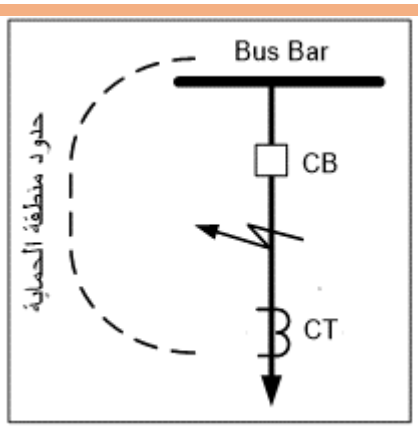
وكلا الوضعين له ميزاته وعيوبه، وبالطبع لكل مشكلة حل.

فإذا استخدمنا الطريقة الأولى والتى تظهر فى الشكل 7-20 فإن عطلا فى المنطقة بين الـ CT الخاص بوقاية الـ BB، وبين الـ CB سيتم اكتشافه بواسطة وقاية الخط وسيتم فتح الـ CB. لكن فى الواقع هناك مشكلة ستحدث إذا لم يتم فصل هذا العطل من الجهة الأخرى للخط، حيث سيستمر تيار العطل فى المرور إلى نقطة العطل، وهذا يعنى أن هناك تيارا يمر فى الـ CT الخاص بوقاية الـ BB.

وهذا التيار سيتسبب فى خداع وقاية الـ BB وسيجعلها يصدر إشارة فصل – خاطئة – لفصل الـ BB. وسبب هذه المشكلة واضح: فتيار هذا الخط لا يظهر ضمن مجموع التيارات الداخلة على الـ BB لأن التيار فى الواقع قادم من الجهة الأخرى، بينما يظهر هذا التيار ضمن مجموع التيارات الخارجة من هذا الـ BB كما ذكرنا.

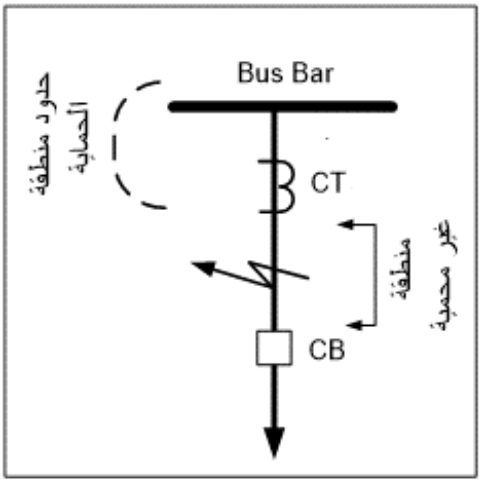
ولحل هذه المشكلة فإن أجهزة الوقاية الخاصة بـ BB protection يجب أن تستبعد تيار أى خط تكون الـ Contact Points للقاطع الخاص بهذا الخط مفتوحة. وهذا أمر يسهل تنفيذه لأن هذه الـ Contact Points متاحة ويمكن استخدامها ضمن منظومة وقاية الـ BB.

www.drgilany.com



شكل 7- 20 الوضع الأول للـ CT

أما إذا استخدمنا الوضعية الثانية للـ CT الخاص بوقاية الـ BB، والتى تظهر فى الشكل 7-21، فتظهر مشكلة من نوع آخر. ففى حالة حدوث عطل فى المنطقة بين الـ CB وبين الـ CT فإن هذا العطل سيستمر فى الوجود حتى لو فتح الـ CB بواسطة الـ Line Protection، وفى نفس الوقت لن يتم فصله بواسطة الـ BB Protection الذى سيعتبره عطلا خارجيا، ومن هنا فنحن أمام عطل فى منطقة تسمى Dead Zone. ولتصحيح هذا الوضع فإن هذه المنطقة يجب أن تلحق بحدود منطقة الـ BB Protection. ويمكن تنفيذ هذا الحل عمليا باستبعاد تيار هذا الخط من مجموع التيارات الخارجة من الـ BB بمجرد فتح الـ CB. ويمكن تحقيق ذلك من خلال ارتباط دخول أو عدم دخول تيار أى خط بحالة Contact Points للـ CB الخاص بهذا الخط، فإذا كان الـ CB مفتوحا فيجب استبعاد قيمة تيار هذا الخط من حسابات الـ BB Protection.

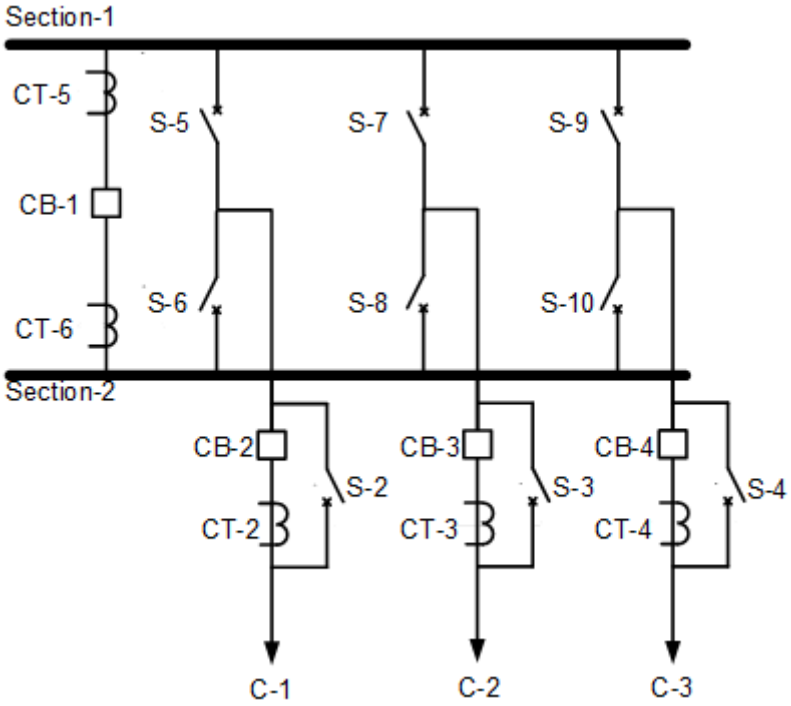


شكل 7-21 الوضع الثانى للـ CT

www.drgilany.com

7-5-2 الوقاية فى حالة Switchable BB

فى حالة وجود خطوط يمكن تغذيتها من أكثر من BB ويتم تغيير طريقة التغذية من BB إلى آخر بصورة متكررة وهى التى تسمى Switchable BB فستحدث مشاكل لوقاية الـ BB، حيث سيكون على منظومة وقاية كل BB أن تعرف هل هذا الخط أو ذاك يتغذى من خلاله أم من خلال BB آخر؟. وأحد الأمثلة تظهر فى الشكل 7–22. ولعلاج هذه المشكلة فإن تيار CT-2 يدخل مثلا فى حسابات BB-1 إذا كان المفتاح S-5 مغلقا، وبالمثل فإن هذا التيار يدخل فى حسابات BB-2 إذا كان S-6 هو المغلق، وهكذا.



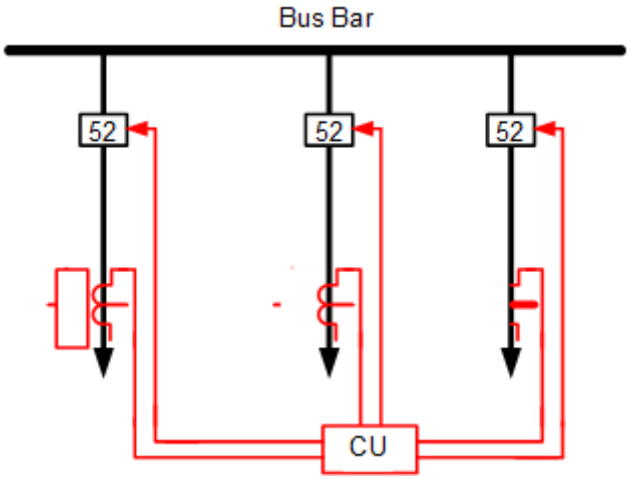
شكل 7–22 نموذج لـ BB متغير

7-6 أفكار أخرى فى وقاية الـــــــــــــــ BBs

رغم التقدم الكبير فى تقنيات الوقاية بعد ظهور الوقاية الرقمية أواخر السبعينات، فقد ظلت وقاية الـ BB من أصعب منظومات الوقاية بسبب الكم الهائل من الإشارات المفترض دخولها إلى جهاز الوقاية الخاص بالـ BB، وبالطبع يشمل ذلك قيم التيارات المختلفة وحالة الـ CBs المختلفة وغيرها من analog and digital

www.drgilany.com

inputs وهذا بالطبع يمثل صعوبة فى برامج معالجة هذه الإشارات. والنظام التقليدى يظهر فى الشكل 7-23. حيث تتجمع كافة المعلومات فى Central Unit (CU).

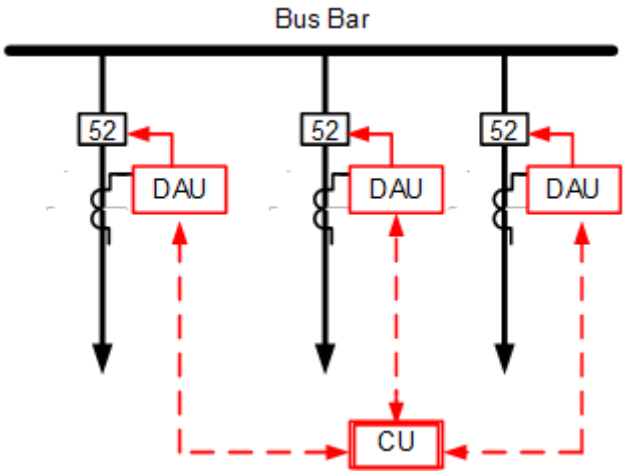


شكل 7-23 استخدام الـ Central Unit

وهناك نظام آخر أقل تعقيدا. وهو ما يظهر فى الشكل 7-24. حيث تستخدم Data Acquisition Unit , DAU منفصلة لكل Phase أما الـ CU التى تظهر فى الشكل فوظيفتها تجميع المعلومات المطلوبة من كل الـ DAU لاتخاذ القرار.

ومن الطرق المستخدمة حاليا لعلاج هذه المشكلة استخدام ما يعرف بـ Phase Segregated Busbar Relay، والفكرة فى هذا النوع هو فصل وقاية كل Phase على حدة، بحيث لا يتوقف أداء الـ Relay الخاص بكل Phase-A مثلا على المعلومات الخاصة بـ Phase-B، أو Phase-C. وبالطبع هذا سيبسط المشكلة ويقلل من حجم المعلومات المطلوبة للوصول إلى قرار.

www.drgilany.com



شكل 7–24 استخدام DAU

www.drgilany.com

مقدمة الملاحق

إن القدرة على عمل حسابات Short Circuit تعتبر من الأدوات اللازمة لأى مهندس، خاصة مهندسى الوقاية. وكما ذكرنا فى المقدمة، فالغرض من منظومة الوقاية هو حماية أجزاء منظومة القوى الكهربية من آثار الأعطال. وعرفنا أن الأعطال يمكن تصنيفها إلى عدة أنواع، لكن من وجهة نظر حسابات الـ Short Circuit فإن الأعطال تنقسم إلى نوعين:

.Symmetrical and Unsymmetrical Faults

وكل نوع له طرق خاصة فى حساباته. وحيث أن الأعطال المتماثلة هى الأسهل من حيث حساباتها فقد خصصنا لها الملحق الأول، و خصصنا الملحق الثانى للأعطال الغير متماثلة.

أهمية حسابات الـ Short Circuit

هذه الحسابات أساسية لضمان حسن اختيار عناصر الشبكة المختلفة، فمثلاً عند اختيار كابل معين لنقل القدرة من مكان لآخر فإننا بسهولة نستطيع حساب قيمة التيار المار فى هذا الكابل.

$$I_{rated} = \frac{P_{rated}}{V_{rated}}$$

وبالتالي يمكن اختيار مقطع هذا الكابل الذى يتحمل هذا التيار بعد اختيار نسبة أمان مناسبة، وبعد مراعاة الانخفاض المتوقع فى الجهد عليه، وأيضا مراعاة ما يعرف بـ De-rating factors، لكن هذا الاختيار سيظل غير سليم حتى نتأكد من أن هذا الكابل يمكنه أيضا تحمل قيمة تيار القصر المتوقع مروره فى هذا الكابل نتيجة عطل ما. وبالطبع لا نقصد أن يتحمل الكابل هذا التيار بصورة دائمة ولكن على الأقل يتحمله خـــــــــلال المدة التى يحتاجها نظـــــــــــــــام الوقاية (Relay time + Circuit Breaker time) حتى يتم فصل الدائرة وقد تصل أحيانا إلى ثانية واحدة. فإذا فشل الكابل فى تحمل هذا التيار خلال هذه الفترة فهذا يعنى أن الكابل سيحترق بمجرد حدوث عطل بالشبكة طالما مر تيار العطل بالكابل المقصود، وهذا ما يجب تجنبه.

وبالطبع فنحن لن ننتظر حتى يحدث العطل ونعرف قيمة تياره، بل يجب لتجنب هذه المشكلة استخدام حسابات Short Circuit Methods لتوقع قيمة تيار القصر على أسوأ الأحوال، وبالتالي نتأكد قبل اختيار الكابل بصورة نهائية أنه لا يتحمل فقط التيار الطبيعي بصورة دائمة بل يتحمل أيضا تيار القصر للمدة

www.drgilany.com

الوجيزة الكافية لفصله بواسطة أجهزة الوقاية، وهذا الكلام ينطبق على القواطع Circuit Breakers، وعلى كل عنصر آخر بمنظومة القوى الكهربية، ومن هنا يمكننا فهم أهمية موضوع حسابات تيار القصر.

وهناك وجه آخر لأهمية هذه الحسابات، وهو خاص بتناسق عمل أجهزة الوقاية Coordination فهو يحتاج بدرجة أساسية إلى معرفة قيمة أقصى تيار للعطل فى كل منطقة حتى يمكن تحقيق التناسق.

www.drgilany.com

الملحق الأول

حسابات القصر للأعطال المتماثلة

Symmetrical Faults

هما نوعان فقط من الأعطال: حالة 3-LG Fault، وكذلك حالة الـ 3L- Fault. ورغم أنهما الأخطر لأنهما الأعلى فى قيمة تيار العطل لكن لحسن الحظ هما الأسهل فى طرق الحساب، حيث أن قيمة التيار تتشابه فى الـ Phases الثلاثة. ومن هنا فعند عمل هذه الحسابات لمعرفة قيمة التيار فى الـ Phases الثلاثة فإنه يكفى التعامل مع الشبكة كـ Single Line Diagram ومن هنا قلنا أنها الأسهل من حيث طريق الحسابات.

وهناك العديد من البرامج الجاهزة التى تقوم بعمل هذه الحسابات بسرعة، لكن المشكلة أنها ربما لا تكون متاحة للعديد من المهندسين، كما أن الظروف قد تحتم عمل حسابات سريعة يدويا لدراسة مشكلة محددة فعندها يلزم للمهندس المحترف أن يكون جاهزا لذلك.

والطرق المشهورة والمعروفة لهذه الحسابات لها قدرة محدودة عند الاستخدام يدويا، فلا يمكن عمليا مثلا استخدامها لحل شبكة مكونة من مائة نقطة، ففى الغالب ستحتاج لعدة ساعات لحلها، والأسوأ من ذلك أن النتيجة غير مضمونة!!.وفى هذه الفصل سنقدم طريقة غير مشهورة لكنها دقيقة جدا ويمكن استخدامها يدويا لحل شبكة مكونة من مئات النقاط، والأجمل من ذلك أن النتيجة مضمونة الصحة. وقبل عرض هذه الطريقة فإننا بحاجة أولا لمراجعة سريعة لطريقة Per unit المشهورة.

طريقة Per Unit

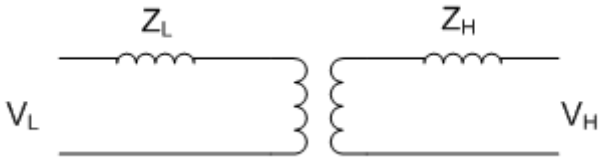
من المعروف أنه لولا وجود المحولات فى الشبكات لما كان هناك إى مشكلة فى حســـــــــاب Short Circuits لكن المحولات هى مصدر الصعوبة فى حسابات تيارات القصر بالشبكات، وذلك لسبب واضح وهى أن لها جهدين مختلفين على جانبيها الابتدائي والثانوي، ومن ثم تنقسم الشبكة فى حالة وجود محول واحد فقط إلى شبكتين وتحتاج لحساب التيارات فى شبكتين وليس شبكة واحدة، ومن ثم فلك أن تتخيل لو وجد خمسة محولات بالشبكة كيف ستكون حجم العمليات الحسابية على جوانبها. بل إن كل محول يرى الشبكة من ناحية الملفات الابتدائية بقيمة مقاومات مختلفة عن قيمتها إذا أنها من جهة الملفات الثانوية.

www.drgilany.com

أما لو خلت الشبكة من المحولات فستصبح مثل أى دائرة كبيرة عادية يمكن إيجاد المقاومة المكافئة لها بمجموعات حسابات بسيطة للمقاومات على التوالى والمقاومات على التوازى، أو باستخدام طرق الحل المشهورة من Supper position أو Thevenin.

وأحد الطرق المشهورة للتخلص من مشكلة المحولات هى طريقة Per Unit. والأسس المرجعية لهذه الطريقة بسيطة جداً فإنك لو قلت أن زيدا (165 سم) طويل فربما كنت تقارنه بعمرو الذى لا يزيد طوله عن (150سم) لكن سيجئ آخر ويقول إن زيدا قصير جداً لأنه قـــــــارنه بأحمد الذى يبلغ 180 سم، وهكذا سيختلف الناس فى الحكم على شخص واحد لأن المرجعية عندهم مختلفة. أما لو تم تحديد المرجعية وقلنا مثلاً: أن الطول القياسى هو 160سم فعندها لن يختلف أحد أن أحمد طويل وأن عمرو قصير.

وعلى نفس هذا المنوال تم حل مشكلة المحولات فى طريقة الـ Per unit. فلو نظرنا للمحول فى الشكل 1 سنجد أن له معاوقة Z_H وهى معاوقة المحول منسوبة للـ High V. Side وهى تختلف عن المعاوقة Z_L المنسوبة للـ Low Side. فأيهما سنأخذها فى الاعتبار عند حل الشبكة؟.



شكل 1

الجواب: لا هذه، ولا تلك، بل سنأخذ فى الاعتبار قيمة جديدة اسمها $Z_{p.u}$ وسنثبت هنا أن هذه القيمة لو نظرت إليها من الجانب الثانوي للمحول ستعطيك نفس القيمة التى يراها المحول من الجانب الابتدائي.

وتعرف $Z_{p.u}$ بأنها:

$$Z_{p.u} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{Base}}$$

وتعرف Z_{Base} بأنها

$$Z_{Base} = \frac{V_{Base}}{I_{Base}}$$

www.drgilany.com

و V_{Base} للجانب الابتدائي هى V_H أما للجانب الثانوي هى V_L. والكلام ينطبق تماما على I_{Base}. ولعمل مرجعية واحدة لكل عناصر الشبكة فإن كل قيم المقاومات فى الشبكة ستحسب بالنسبة لقدرة رمزية تسمى MVA_{Base}، وبما أنها رمزية فإننا يمكننا أن نفرض لها أى قيمة. ويمكن بسهولة أن نثبت أنه لو فرض أكثر من شخص قيما مختلفة لها فينتج الجميع فى النهاية حلاً واحداً كما سنرى، لأنها مجرد رقم مرجعى Reference Value. وتحسب $Z_{p.u}$ بمعلومية MVA_{base} كما فى المعادلة التالية:

$$Z_{p.u} = Z_{\Omega} \frac{MVA_{Base}}{V_B^2}$$

وهذه هى المعادلة الرئيسية لهذه الطريقة. ولنبدأ بتطبيق هذه الطريقة على أصعب عناصر الشبكة وهى المحولات فنحسب $Z_{p..u}$ للمحول.

$$Z_{p.u} = Z_{\Omega} \frac{MVA_B}{V_B^2}$$

والسؤال الآن هو: من هى Z_{Ω} ؟ هل هى Z_L أم Z_H؟. و الإجابة: لا فرق. فإذا استخدمت أياً منهما ستعطيك نفس الإجابة. ولنفرض أن Z_{Ω} هى Z_L مرة و Z_H مرة أخرى ثم نقارن الحالتين معا لنكتشف المفاجأة السارة وهى أنهما متساويتان، بمعنى آخر أنك لو استخدمت $Z_{p.u}$ في الحسابات فسيصبح المحول مثل أى عنصر فى المنظومة بمعنى أن له مقاومة واحدة فقط هى $Z_{p.u}$، وليس قيمتين كما في الحسابات التقليدية.

$$\therefore Z_{p.u_1} = Z_L * \frac{MVA_B}{V_L^2}$$

$$Z_{p.u_2} = Z_H * \frac{MVA_B}{V_H^2}$$

$$\frac{Z_{p.u_1}}{Z_{p.u_2}} = \frac{Z_L}{Z_H} * \frac{V_H^2}{V_L^2} = \left(\frac{Z_L}{Z_H}\right)\left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 = 1$$

إذن فالميزة الأساسية لهذه الطريقة أن صار لنا مرجعية واحدة نحسب إليها قيم كل المقاومات سواء كانت فى الجانب الأول أم الثانى للمحول. وعلى هذا فإذا قيل أن $Z_{p.u}$ للمحول تساوى مثلاً 5%، فليس هناك معنى أن نسأل أن كانت هذه القيمة هى $Z_{p.u}$ بالنسبة للابتدائي أم الثانوي، فليس هناك فرق. لكن كل ما هناك أن هذه القيمة محسوبة لقدرة مرجعية معينة وبالتالي فيجب وأنت تقول أن $Z_{p.u.}$ للمحول تساوى 5% أن تذكر كذلك قيمة P_{rated} التى حسبت طبقاً لها هذه القيمة.

www.drgilany.com

وخطوات الحل بهذه الطريقة كالآتى:

1. افترض(Base) (MVA موحدة للشبكة.
2. قسم الشبكة إلى Zones (مناطق)، وكل منطقة يكون لها جهد مرجعى V_{Base} يساوى جهد المنطقة بمعنى أن V_{Base} فى الجانب الابتدائي هى V_H، بينما V_B فى الجانب الثانوي هو V_L.
3. احسب قيم المقاومة لكل عناصر الشبكة منسوبة للقيم المرجعية الجديدة (V_B) & MVA_B وذلك باستخدام إحدى المعادلتين:

$$X_{p.u} = X_{\Omega} \frac{MVA_B}{V_B^2} \qquad (1)$$

$$X_{p.u\,new} = X_{p.u_{old}} \frac{MVA_{B_{new}}}{MVA_{B_{old}}} \qquad (2)$$

4. احسب المقاومة المكافئة $X_{eq.}$ بطرق تبسيط وحل الدوائر المعروفة بدءً من مصدر التغذية حتى نقطة العطل حتى تصبح الدائرة تكافئ مقاومة واحدة فقط.
5. احسب قيمة تيار العطل باستخدام القوانين التقليدية

$$I_{s.c} = \frac{V_B}{R_{eq}}$$

6. احسب قدرة القصر MVAs.c

$$MVA_{s.c} = \sqrt{3}\ V_B * I_{s.c}$$

ويعيب هذه الطريقة كما هو معروف أنها لا تصلح سوى للشبكات الصغيرة، حيث أن الخطوة الرابعة فيها تتطلب تبسيط الدائرة إلى مقاومة واحدة فقط، وهذا ليس سهلا فى حالة الشبكات المعقدة.

www.drgilany.com

Example 17.3. *A 3-phase transmission line operating at 10 kV and having a resistance of 1Ω and reactance of 4 Ω is connected to the generating station bus-bars through 5 MVA step-up transformer having a reactance of 5%. The bus-bars are supplied by a 10 MVA alternator having 10% reactance. Calculate the short-circuit kVA fed to symmetrical fault between phases if it occurs*

(*i*) *at the load end of transmission line*

(*ii*) *at the high voltage terminals of the transformer*

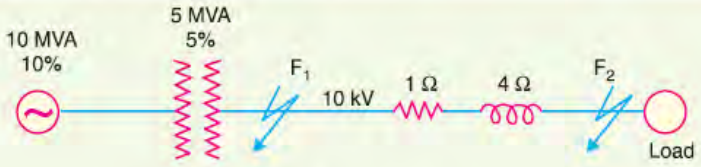


Fig. 17.9

Solution. Fig. 17.9 shows the single line diagram of the network. Let 10,000 kVA be the base kVA.

% reactance of alternator on base kVA,

$$\%X_A = \frac{10{,}000}{10 \times 10^3} \times 10 = 10\%$$

% reactance of transformer on base kVA,

$$\%X_T = \frac{10{,}000}{5 \times 10^3} \times 5 = 10\%$$

The line impedance is given in ohms. It can be converted into percentage impedance by using exp. (*ii*) of Art. 17.3.

% reactance of transmission line is

$$\%X_L = \frac{(\text{kVA}) \times \text{reactance in } \Omega}{10\,(\text{kV})^2}$$

$$= \frac{10{,}000 \times 4}{10 \times (10)^2} = 40\%$$

% age resistance of transmission line,

$$\%R_L = \frac{10{,}000 \times 1}{10 \times (10)^2} = 10\%$$

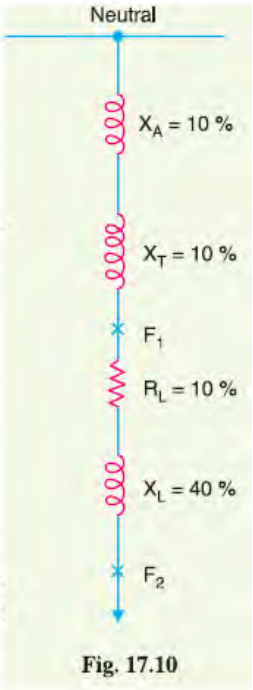


Fig. 17.10

(*i*) The reactance diagram of the network on the selected base kVA is shown in Fig. 17.10. For a fault at the end of a transmission line (point F_2),

Total % reactance = $\%X_A + \%X_T + \%X_L$

= 10 + 10 + 40 = 60%

% resistance = 10%

∴ % impedance from generator neutral upto fault point F_2

$$= \sqrt{(60)^2 + (10)^2} = 60{\cdot}83\%$$

∴ Short-circuit kVA = 10,000 × 100/60·83 = **16,440 kVA**

(*ii*) For a fault at the high voltage terminals of the transformer (point F_1),

Total % reactance from generator neutral upto fault point F_1

= $\%X_A + \%X_T = 10 + 10 = 20\%$

∴ Short-circuit kVA = 10,000 × 100/20 = **50,000 kVA**

www.drgilany.com

Example 17.5. *The section bus-bars A and B are linked by a bus-bar reactor rated at 5000 kVA with 10% reactance. On bus-bar A, there are two generators each of 10,000 kVA with 10% reactance and on B two generators each of 8000 kVA with 12% reactance. Find the steady MVA fed into a dead short circuit between all phases on B with bus-bar reactor in the circuit.*

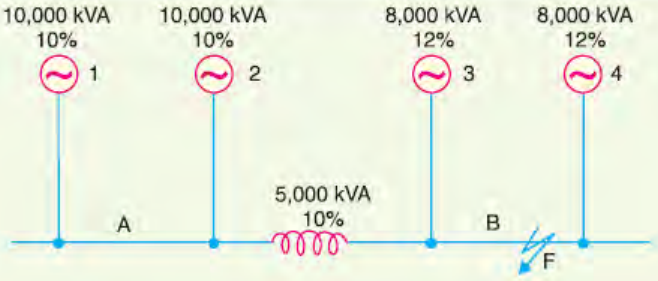


Fig. 17.14

Solution. Fig. 17.14 shows the single line diagram of the network.

Let 10,000 kVA be the base kVA.

% Reactance of generator 1 or 2 on the base kVA

$$= 10 \times 10{,}000/10{,}000 = 10\%$$

% Reactance of generator 3 or 4 on the base kVA

$$= 12 \times 10{,}000/8000 = 15\%$$

% Reactance of bus-bar reactor on the base kVA

$$= 10 \times 10{,}000/5000 = 20\%$$

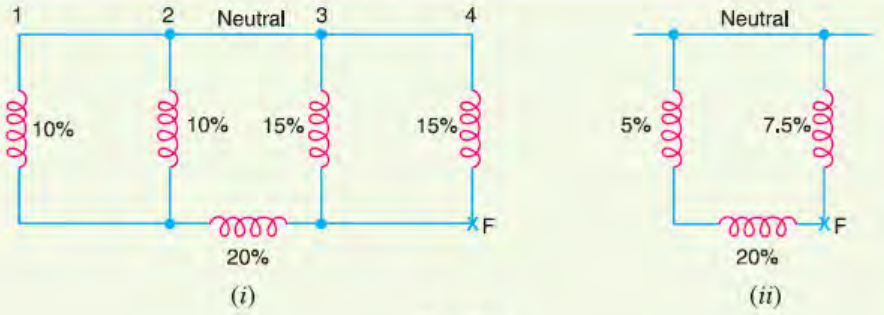


Fig. 17.15

When fault occurs on section *B* (point *F* in Fig. 17.14), the reactance diagram at the selected base kVA will be as shown in Fig. 17.15 (*i*). This series parallel circuit is further reduced to Fig. 17.15 (*ii*). Referring to Fig. 17.15 (*ii*), it is clear that reactance from generator neutral upto the fault point *F* is (5% + 20%) in parallel with 7·5% *i.e.*

Total % reactance from generator neutral upto fault point *F*

$$= (5\% + 20\%) \parallel 7{\cdot}5\%$$

$$= \frac{25 \times 7{\cdot}5}{25 + 7{\cdot}5} = 5{\cdot}77\%$$

$\therefore$ Fault kVA $= 10{,}000 \times 100/5{\cdot}77 = 1{,}73{,}310$

or Fault MVA $=$ **173·31**

www.drgilany.com

طريقة MVA Method

هذه الطريقة وإن كانت غير مشهورة لكنها سهلة وسريعة، و سنعرضها هنا بدون الدخول فى إثبات رياضي، ويمكن للقارئ حل أى شبكة بطريقة Per Unit ثم يعيد حلها بطريقة MVA method للتأكد من صحة الطريقة وسهولتها.

وعلى عكس طريقة Per Unit فإن هذه الطريقة لا تحتاج إلى افتراض MVA_B موحدة للشبكة، بل تحسب لكل عنصر قيمة تسمى M طبقاً للقدرة المقننةrated power لهذا العنصر. كما تختلف هذه الطريقة عن طريقة Per Unit فى أن عدد خطوات الحل القليلة جداً.

الخطوة الأولى

الخطوة الأولى فى هذه الطريقة هو حساب قيمة M لكل عنصر من عناصر الشبكة كما يلى:

أولا بالنسبة للمولدات – المحولات – المحركات:

نظرا لأن هذه العناصر تكون قدرتها المقننة (rated power) معروفة، كما أنه يمكن من لوحة بيانات هذه العناصر معرفة X_{pu}، وبالتالي فإن المعادلة التالية تكون مناسبة لحساب M الخاصة بهذه العناصر

$$M(gen, motor, transf) = \frac{MVA_{raterd}}{X_{p.u}} \qquad (3)$$

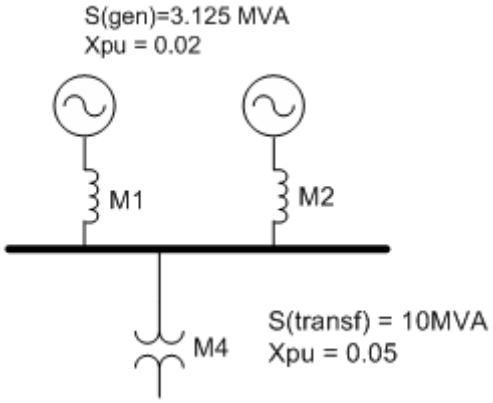
على سبيل المثال، لو فرضنا وجود مولدين متماثلين موصلين على التوازى كما فى الشكل 2، و قدرة كل منهم 3.125 MVA، وبفرض أن X_{gen} لكل مولد تساوى 0.02 pu، فإن قيمة M لكل مولد منهم تساوى

$$M1(or\ M2) = \frac{3.125}{0.02}$$

ولو فرضنا كما فى الشكل 2 أن المولدين يغذيان محول بقدرة 10 ميجا فإن M الخاصة بالمحول (M4) تحسب كما يلى

$$M4 = \frac{10}{0.05}$$

www.drgilany.com



شكل 2

لاحظ الفرق الأول بين هذه الطريقة وبين طريقة Per unit المعروفة، وهو أننا هنا لا نحتاج لاستخدام MVA base موحدة للشبكة، ولكن كل عنصر تحسب M الخاصة به بنفس قيمة القدرة المقننة الخاصة بهRated Power.

ثانيا بالنسبة للكابلات:

فى الغالب تكون المعلومات المعروفة للكابلات هى قيم المقاومة بالأوم، ولذلك فمن المناسب استخدام المعادلة التالية لحساب قيمة M الخاصة بالكابلات:

$$M_{cable} = \frac{(KV)^2}{X_c(\Omega)} \qquad (4)$$

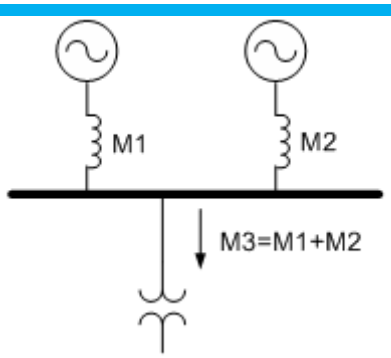
الخطوة الثانية

وفى الخطوة التالية يتم حساب القيمة المكافئة لمجموعة قيم M على النحو التالي:

1- القيمة المكافئة لمجموعةM التى تظهر فى الرسم موصلة على التوازى تحسب وكأنهم متصلين على التوالى (بمعنى أن M المحصلة لهم تكون المجموع الجبرى لهم)، كما فى الشكل 3. حيث M3 هى القيمة المكافئة لـ M1 & M2.

لاحظ أن القيمة المكافئة الجديدة تكتب على نفس الرسم وبدون تبسيط للرسم، وهذا هو الفرق الثانى عن طريقة per unit التى كانت تختزل الشكل إلى مقاومة واحدة، أما هنا فالدائرة تظل دون تبسيط.

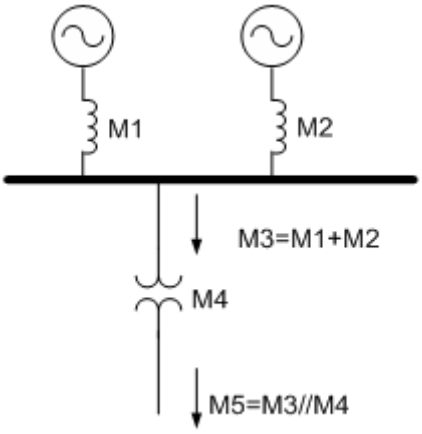
www.drgilany.com



شكل 3

2- قيم Mالموصلة التى تظهر فى الرسم على التوالى وتعامل كما لو كانوا موصلين على التوازى. ففى الشكل 4 فإن M3 (القيمة المكافئة للمولدين) هى المجموع الجبرى لـ M1 و M2 كما ذكرنا. ثم إن M3 الناتجة ستصبح موصلة على التوالى مع M4 الخاصة بالمحول، و بالتالي فإن M5 (القيمة المكافئة لـ M3 & M4) تحسب وكأنهم موصلين على التوازى:

$$M5 = \frac{M3 * M4}{M3 + M4}$$



شكل 4

الخطوة الثالثة

وهكذا نستمر بنفس الطريقة فى التحرك بدءا من مصادر تغذية الأعطـــــــــــــــال Generators and Motors باتجاه نقطة العطل، وفى كل خطوة تظهر قيمة مكافئة جديدة تكتب على الرسم الأصلي، حتى نصل فى النهاية إلى نقطة العطل، وعندها ستكون المفاجئة السعيدة وهى أن قيمة M المكافئة التى

www.drgilany.com

دخلت إلى نقطة العطل هى نفسها $MVA_{s.c}$ التى نبحث عنها، ويكون تيار العطل الذى نحث عنه $I_{s.c}$ يساوى

$$I_{s.c} = \frac{MVA_{s.c}}{\sqrt{3}\, V_B}$$

حيث أن V_B جهد المنطقة التى بها العطل.

مثال تطبيقى

مطلوب حساب قيمة تيار القصر المار بكافة عناصر الشبكة المرسومة فى شكل 5، وذلك فى حال حدوث Short عند BB-7.

1- **الخطوة الأولى:** حساب وتوقيع قيم M على الرسم حسب المعادلة رقم 3و4 لكل عناصر الشبكة (من M2 إلى M14) كما فى الشكل 5.

فبالنسبة للمولدات رقم 2، 3

$$M(2,3) = \frac{MVA_{raterd}}{X_{p.u}} = \frac{3.125}{0.02} = 156.25$$

وبالنسبة للمحولات رقم 7 ،13:

$$M(7,15) = \frac{MVA_{raterd}}{X_{p.u}} = \frac{10}{0.05} = 200$$

وبالنسبة للموتورات رقم 10، 11 (بفرض معامل القدرة = 0.75، مع ملاحظة أنه يجب أيضا فرض قيمة الكفاءة للمحرك)

$$M(10,11) = \frac{MVA_{raterd}}{X_{p.u}} = \frac{0.426}{0.25} = 1.7$$

وبالنسبة للكابلات رقم 4,5,6,12 وجميعها تقع فى منطقة جهد 3.3 kV:

$$M(4,5,6,12) = \frac{(KV)^2}{X_c(\Omega)} = \frac{(3.3)^2}{0.018} = 605$$

www.drgilany.com

أما الكابلات أو الخطوط رقم 8، 9، 14 فتقع فى منطقة جهد 400 فولت، وبالتالي فقيمة M لها تحسب كالتالي

$$M(8,9,14)=\frac{(KV)^2}{X_c(\Omega)}=\frac{(0.4)^2}{0.018}=8.9$$

2- الخطوة الثانية: وفيها يتم حساب قيمة M المكافئة وتوقيعها على الرسم بدءا فى كل مرة من أحد المصادر التى تغذى هذا القصر وانتهاءا بنقطة العطل. على سبيل المثال ففى حالة القصر على BB7 فإن المصادر المغذية لهذا العطل هى Gen-3 , Gen-2, Motor-10, Motor-11.

لاحظ أن الفرع المنتهى بـStatic Load لن يساهم فى تغذية العطل على BB7، وبالتالي فلن نهتم بحساب M القادمة من ناحيته لأنها ببساطة تساوى صفرا.

- ويحسن أن تبدأ بكل فرع branch منفصل على حدة، وبعد أن تنتهى منه تنتقل للفرع الآخر وهكذا، بمعنى أن تبدأ أولا بحساب الـ M المكافئة القادمة من BB-2 والتى سنسميها باسم الـ BB بمعنى أنها تسمى: MB2، وهى تمثل فى الواقع مساهمة Gen-2 فى تغذية هذا القصر، وهى عبارة عن محصلة M2 و M4 المتصلين على التوالى، وبالتالي فإن MB2 تحسب كالاتى:

$$MB2=\frac{M2*M4}{M2+M4}=124 \quad MVA$$

- وبنفس الطريقة سيتم حساب MB3 وتساوى أيضا 124.
- والآن نتابع السير فى اتجاه العطل، فنجد أن MB2 , MB3 يصبان معا فى اتجاه BB6 وهما على التوازى، وبالتالي فمحصلتهما الخارجة من BB4 تساوى مجموعهما
  - MB4 = MB2 + MB3=124+124= 248 MVA
- وبمتابعة السير فى اتجاه العطل نجد أن MB4 ستمر على التوالى بـ M6، ثم على التوالى أيضا مع M7، وبالتالي فإن MB6 هى القيمة المكافئة لـ MB4, M6, M7 وهم جميعا على التوالى ومن ثم فالقيمة المكافئة لهم تساوى

$$\frac{1}{MB6}=\frac{1}{MB4}+\frac{1}{M6}+\frac{1}{M7}=\frac{1}{248}+\frac{1}{605}+\frac{1}{200}\Rightarrow\Rightarrow MB6=93.6 \quad MVA$$

www.drgilany.com

- أما التغذية القادمة من جهة المحركات فهى قادمة من BB-8, BB-9 ويمثلها على الرسم MB8 MB9 ,، وتحسب بنفس الطريقة المتبعة فى حالة المولدات، فعلى سبيل المثال:

$$MB8 = \frac{M9 * M11}{M9 + M11} = 1.4$$

- وبالمثل تحسب MB9 وتساوى أيضا 1.4 MVA.

3- الخطوة الثالثة: الآن وصلنا إلى نقطة العطل من كافة المصادر المغذية له، ولم يتبق سوى أن نحسب قيمة M المكافئة الداخلة إلى نقطة العطل، وهى فى الواقع M (Short Circuit) التى نبحث عنها، وهى فى هذه الحالة تساوى

$$M_{SC} = MB6 + MB8 + MB9 = 1.4 + 1.4 + 93.6 = 96.6$$

أما تيار العطل فيحسب كالتالي:

$$I_{sc} = \frac{MVA_{sc}}{\sqrt{3}V_b} = \frac{96.4 * 10^6}{\sqrt{3} * 400} = 141kA$$

لاحظ أن الحل كله تم على الرسم ودون عمل أى تبسيط للدائرة كما فى طريقة Per Unit. لاحظ كذلك أن هذه الطريقة بالإضافة إلى سرعتها ودقتها فإنها تعطيك القيمة التى ساهم بها كل فرع فى تغذية هذا العطل مباشرة أيضا من على الرسم. ويحسن فى حالة وجود شبكة كبيرة يمكن وضع النتائج فى جدول مثل جدول -1، لإظهار مساهمة كل فرع فى تغذية أى عطل.

- ✓ لاحظ من هذا الجدول أن مشاركة المحركات فى العطل صغيرة جدا ولذلك فمن الممكن إهمالها إذا أردنا سرعة أكبر للحل.
- ✓ لاحظ كذلك أن وجود المحولات والكابلات يتسبب فى خفض مستوى Short circuit فى الأجزاء التى تليها، بدليل انخفاض مستوى القصر القادمة من المولدات من 248MVA قبل المحولات والكابلات، إلى حوالى 93MVA فقط. ولذلك يجب أن يرسخ فى الذهن أن العطل كلما كان قريبا من المصدر كلما كان أخطر وأعلى فى قيمة الـ SC Current لأن الكابلات تكون قصيرة ولا تسهم فى خفض القصر بصورة مؤثرة.

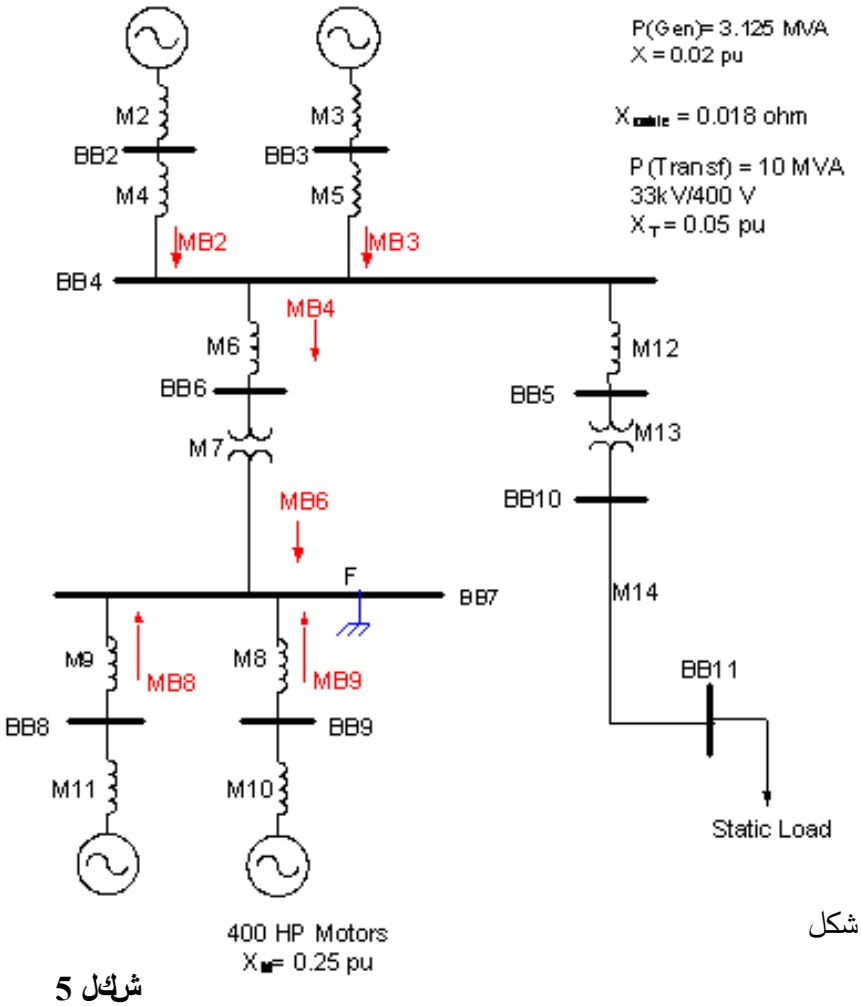
www.drgilany.com

- ✓ لاحظ أيضا أنه عند زيادة مولد جديد فى الشبكة فإن قيمة القصر سترتفع بحوالى 33% إذا كان فى نفس قوة المصدرين السابقين.
- ✓ فى حين أن إضافة أحمال إلى الشبكة لا يكاد يؤثر على قيمة القصر مطلقا.

جدول –1

Fault Bus	Bus Volt	MVA s.c	Fault Current, kA	Contribution		
				From Bus	MVA	$I_{s.c}$
BB-2	33kV			2	124	
BB-3	33kV			3	124	
BB-4	33kV			4	248	
BB-6	33kV	96.6	141	6	93	
BB-7	400 V			7	2.8	
BB-8	400V			8	1.4	
BB-9	400V			9	1.4	

www.drgilany.com



شكل 5

www.drgilany.com

الملحق الثانى

حسابات

Unsymmetrical Faults

باستخدام

Symmetrical Components

هناك بعض المواضيع إذا لم يتمكن مهندس الوقاية من فهمها بعمق فسيظل دائما عاجزا عن تفسير وفهم ظواهر كثيرة تنشأ بسبب الأعطال. ومن أهم هذه المواضيع موضـــــــــــــوع Symmetrical Components، حيث تكمن أهمية هذا الموضوع فى كونه الطريق الوحيد لفهم توزيعات التيار على الـ Phases الثلاثة فى حالة الأعطـــــــــــال الغير متماثلة Unsymmetrical Faults.

فعند حدوث عطل مثل 1-L-G وليكن على Phase-A، فدائما يتساءل مهندس الوقاية: هل تتأثر الـ phases الأخرى رغم أنها غير مشاركة فى العطل؟ وكم نسبة مشاركتهم؟ بالإضافة إلى سؤال هام آخر عن تأثير نوع المحولات الموجودة بالشبكة (على سبيل المثال ستار/دلتا أو دلتا /ستار إلخ) على قيمة تيار العطل. كل هذه الأسئلة وغيرها لا يمكن لمهندس الوقاية فهم إجاباتها سوى عن طريق فهم موضوع الـ Symmetrical Components.

ملحوظة هامة:

أغلب الحسابات التالية يمكن حسابها بسهولة بواسطة الحاسب الآلي ولكن لا غنى عن فهم على الأقل معانى نتائج هذه الحسابات..... ولذا فيمكن – لمن يريد – من القراء أن يقفز فوق تفاصيل الحسابات ويصل مباشرة إلى النتائج النهائية والتعليقات عليها.

www.drgilany.com

أساسيات الـ SYMMETRICAL COMPONENTS

فكرة استخدام هذه الطريقة مبنية على أساس أن كل شبكة غير متماثلة Unsymmetrical هى فى الواقع مكونة من ثلاث شبكات متماثلة، بحيث أن مجموع الشبكات الثلاث المتماثلة ينتج نفس الشبكة الأصلية الغير متماثلة. وهم:

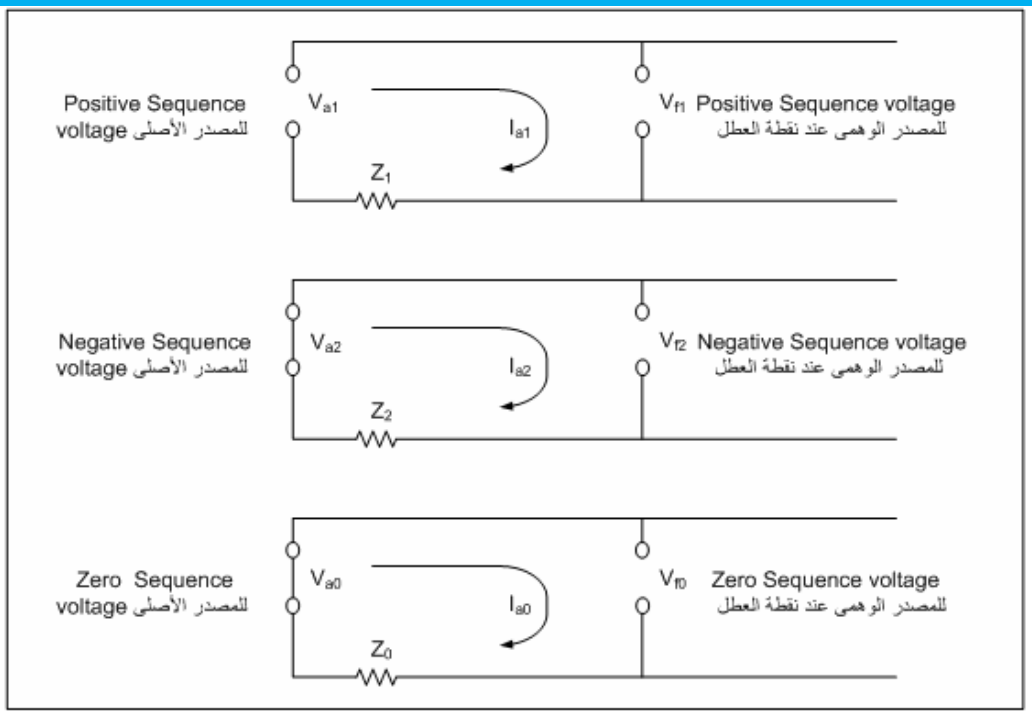
- Positive Sequence Network
- Negative Sequence Network
- Zero Sequence Network

وكل شبكة من الشبكات الثلاث لها Impedances مختلفة عن الأخرى يعبر عنها بـ Z_1, Z_2, Z_0 على التوالى. وهى قيم مختلفة فى الغالب عن الـ Impedance التى نعرفها ونقيسها (التي نعرفها ونقيسها هي في الواقع Z_1).

وعند حدوث Unsymmetrical Fault عند نقطة ما فى الشبكة فإن ثلاثة Sources وهمية ستظهر عند نقطة العطل يرمز لها فى الشكل 6 بالرموز: (V_{f1}, V_{f2}, V_{f0}). وتسمى على التوالى Positive, Negative and zero sequence voltages. و يظهر كل واحد من هذه الجهود فى الـ sequence network المناظرة. لاحظ أن المصـــــــــــدر الأصلي لا يولد لا negative ولا zero sequence voltages لذا ظهرت قيمة هذين النوعين عند نقطة العطل فقط وليس عند المصدر كما في الشكل 6.

كما ينشأ عن وجود هذه الـ Sources، وعن وجود الـ Impedances Z_1, Z_2, Z_0 مرور ثلاث تيارات يعبر عنها بـ (I_1, I_2, I_0) كما فى الشكل 6.

www.drgilany.com



شكل –6 تيار Phase-a فى الشبكات الثلاث

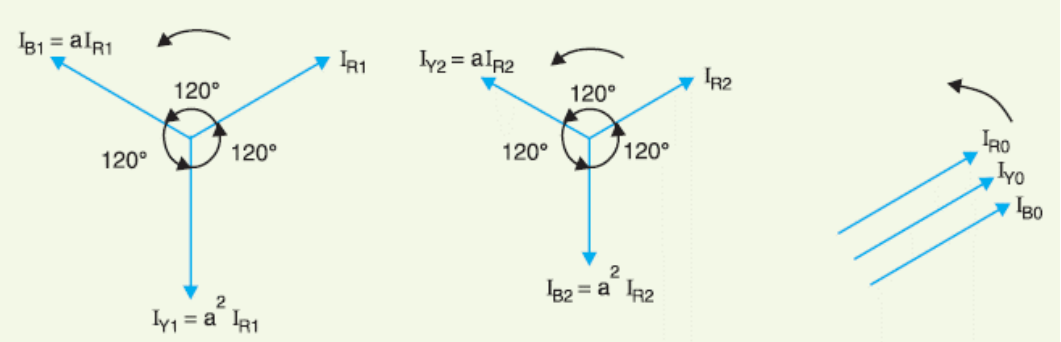
والمفترض أن يكون كل Phase من الـ Phases الثلاثة متماثلة طبقا لنظرية الـ Symmetrical Components، وبالتالي يجب أن تمثل بثلاثة أشكال مثل السابقة، ولكن لتبسيط الرسم فقد رسمنا Phase-a فقط، وبالتالي فهذا الشكل يعتبر Single Line Diagram حيث يظهر فيه Phase-a فقط. بمعنى آخر أنه سيصبح لدينا بعد تحليل الشبكة الأصلية الغير متماثلة تسعـــــــــــة sequence currents هم على التوالي ' موزعين على (three symmetrical circuits) . الدائرة الأولى من هذه الثلاثة يمر فيها:

- وهى تيارات تمر فى Positive Sequence Network التى يوجد فيها I_{a1}, I_{b1}, I_{c1} V_{a1}, V_{b1}, V_{c1}.
- الدائرة الثانية من هذه الثلاثة يمر فيها:
- وهى تيارات تمر فى Negative Sequence Network التى يوجد فيها I_{a2}, I_{b2}, I_{c2} V_{a2}, V_{b2}, V_{c2}.
- الدائرة الثالثة من هذه الثلاثة يمر فيها:

www.drgilany.com

- I_{a0}, I_{b0}, I_{c0} وهى تيارات تمر فى Zero Sequence Network التى يوجد فيها V_{a0}, V_{b0}, V_{c0}.

مع ملاحظة أن Positive Sequence Voltages (or currents) عبارة عن ثلاث Phasors متساويين فى المقدار وبينهم 120 درجة مثل أىThree Phase عادى. وهم متتابعون فى عكس اتجاه عقارب الساعة (شكل –7 – الشكل أقصى اليسار).



شكل – 7

وبالمثل Voltages and currents الموجودون فى Negative Sequence Network فهم أيضا مثل أى Three Phase عادى، مع فارق واحد وهو أن الـ Phasors الذين يمثلون هذه المجموعة متتابعون فى اتجاه عقارب الساعة (شكل –7 – الشكل في المنتصف).

أما الـ Phasors الموجودة فى المجموعة الثالثة وهى مجموعة Zero Sequence Network فهم متساوون فى المقدار لكنهم جميعا فى نفس الاتجاه.

ولما كان V_{a1}, V_{b1}, V_{c1} الخاصة بـPositive Sequence Network جميعهم متساوون فى المقدار ومختلفون فقط فى الاتجاه فقد اتفق على كتابة الجميع بدلالة Phase-a كما فى المعادلة:

$$V_{a1} = V_{a1}$$
$$V_{b1} = a^2 V_{a1}$$
$$V_{c1} = a V_{a1}$$
$$where \quad a = 1\angle 120^\circ, \quad a^2 = 1\angle 240^\circ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (1)$$

www.drgilany.com

حيث استعيض عن اختلاف الاتجاه بالمعامل (a) (أحيانا في بعض المراجع يستخدم الرمز α)، وهذا المعامل يغير الاتجاه فقط ولا يغير المقدار. وبالمثل يمكن كتابة قيم الجهد والتيار فى دوائر Negative Sequence كما بلى :

$$V_{a2} = V_{a2}$$
$$V_{b2} = a\ V_{a2}$$
$$V_{c2} = a^2 V_{a2} \quad \ldots\ldots(2)$$

أما Zero sequence فتختلف قليلا عنهما لأن جميع الـ Phasors فى نفس الاتجاه:

$$V_{a0} = V_{a0}$$
$$V_{b0} = V_{a0}$$
$$V_{c0} = V_{a0} \quad \ldots\ldots(3)$$

ويمكن بسهولة أن نثبت أن:

$$1 + a + a^2 = 1 \quad \ldots\ldots(4)$$

ومن المهم أن نؤكد مرة أخرى على أن مجموع التيارات الثلاث $I_{a1}+I_{a2}+I_{a0}$ فى الشبكات الثلاث المفترضة يساوى – بعد جمعهم جمعا اتجاهيا – التيار الأصلي I_a المار فى الشبكة الأصلية. وذلك لأنهم فى الواقع ناتجين من تحليل هذا التيار الغير متماثل.

إذن فالعلاقة بين التيار الغير متماثل المار فى Phase ما وبين مركباته الثلاثة تمثل كما فى المعادلات التالية.

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$
$$I_b = I_{b1} + I_{b2} + I_{b0}$$
$$I_c = I_{c1} + I_{c2} + I_{c0} \quad \ldots\ldots(5)$$

وكما هو واضح فى المعادلات (1 و2 و3) فان الـ Phasors الثلاثة يمكن التعبير عنهم بدلالة Phase-a فقط، وبالتالي يمكن إعادة كتابة المعادلة رقم (5) لتكتب على الصورة التالية:

www.drgilany.com

$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$

$I_b = a^2\, I_{a1} + a\, I_{a2} + I_{a0}$

$I_c = a\, I_{a1} + a^2\, I_{a2} + I_{a0}$ .....(6)

ومن أجل التبسيط سنكتفي بكتابة الأرقام 1 و2 و0 فقط للدلالة على الـ Sequences الثلاثة ولن نكتب الحرف a (الذى يعبر عن الـ Phase-a)، كما فى المعادلات التالية وما بعدها فى هذا الفصل:

$I_a = I_1 + I_2 + I_0$

$I_b = a^2\, I_1 + a\, I_2 + I_0$

$I_c = a\, I_1 + a^2\, I_2 + I_0$ .....(6)

وجميع قيمة التيارات (والجهد) فى Phases الثلاثة مذكورة في المعادلات التالية:

$$I_1 = \frac{1}{3}\left(I_a + aI_b + a^2 I_c\right)$$

$$V_1 = \frac{1}{3}\left(V_a + aV_b + a^2 V_c\right)$$

$$I_2 = \frac{1}{3}\left(I_a + a^2 I_b + aI_c\right)$$

$$V_2 = \frac{1}{3}\left(V_a + a^2 V_b + aV_c\right)$$

$$I_0 = \frac{1}{3}\left(I_a + I_b + I_c\right)$$

$$V_0 = \frac{1}{3}\left(V_a + V_b + V_c\right) \text{.....(7)}$$

التعبير عن هذه المعادلات باستخدام المصفوفات Matrix

الخلاصة حتى الآن أنه يمكنك استنتاج قيمة Sequence Currents من معرفة Phase Currents والعكس صحيح. ويمكن التعبير عن المعادلات السابقة في صورة مصفوفة حيث يمكن استنباط قيم الـ Sequence currents I_1 , I_2, I_0 من معرفة قيمة التيارات حسب المصفوفة كما يلى:

www.drgilany.com

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix}\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$

وتكتب

$$I_{012} = A\ I_{ABC}$$

وتسمى المصفوفة A بالـ Transposition Matrix ولذا يرمز لها أيضا بالرمز T.

والعكس صحيح

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

ويمكن كتابتها

$$I_{abc} = T^{-1}\ I_{012}$$

تذكر أن الـ Operator: $\alpha = 1\angle 120^\circ$، يساوى (-0.5 + j 0.866) بينما

$\alpha^2 = 1\angle -120^\circ$، يساوى (-0.5 – j 0.866) حيث ستظهر هذه الأرقام كثيرا في الأمثلة التالية.

في المثال التالي سنرى كيف يمكن من قيم التيارات الثلاثة (Phase currents) الحصول على قيم الـ Sequence currents في الفازات الثلاثة، حيث نحسب أولا القيم الخاصة بالـ Phase-red ثم نستنتج الـ Other two phases طبقا للعلاقات المعروفة بين الـ phases كما في المثال التالي.

لاحظ أيضا أننا لا نحتاج أن نعرف نوع العطل لحساب قيم الـ Sequence currents إذا كانت الـ Phase Currents معلومة أو العكس (فقط نعوض في المعادلات) كما في المثالين 18–3 و 18–9. إنما سنحتاج لمعرفة نوع العطل إذا كان كلا التيارين مجهولا.

www.drgilany.com

Example 18.3. *The currents in a 3-phase unbalanced system are :*

$\overrightarrow{I_R} = (12 + j\,6)\ A\ ;\ \overrightarrow{I_Y} = (12 - j\,12)\ A\ ;\ \overrightarrow{I_B} = (-15 + j\,10)\ A$

The phase sequence in RYB. Calculate the zero, positive and negative sequence components of the currents.

Solution.

Red phase

Zero phase sequence component,

$$\overrightarrow{I_{R0}} = \frac{1}{3}\left[\overrightarrow{I_R} + \overrightarrow{I_Y} + \overrightarrow{I_B}\right]$$

$$= \frac{1}{3}\left[(12 + j\,6) + (12 - j\,12) + (-15 + j\,10)\right]$$

$$= \frac{1}{3}\left[9 + j\,4\right] = (3 + j\,1{\cdot}33)\ A$$

Positive phase sequence component is

$$\overrightarrow{I_{R1}} = \frac{1}{3}\left[\overrightarrow{I_R} + a\,\overrightarrow{I_Y} + a^2\,\overrightarrow{I_B}\right]$$

$$= \frac{1}{3}\left[(12 + j\,6) + (-0{\cdot}5 + j\,0{\cdot}866)(12 - j\,12) + *(-0{\cdot}5 - j\,0{\cdot}866)(-15 + j\,10)\right]$$

$$= \frac{1}{3}\left[32{\cdot}55 + j\,30{\cdot}39\right] = (10{\cdot}85 + j\,10{\cdot}13)\ \mathrm{A}$$

Negative phase sequence component is

$$\overrightarrow{I_{R2}} = \frac{1}{3}\left[\overrightarrow{I_R} + a^2\,\overrightarrow{I_Y} + a\,\overrightarrow{I_B}\right]$$

$$= \frac{1}{3}\left[(12 + j\,6) + (-0{\cdot}5 - j\,0{\cdot}866)(12 - j\,12) + (-0{\cdot}5 + j\,0{\cdot}866)(-15 + j\,10)\right]$$

$$= \frac{1}{3}\left[-5{\cdot}55 - j\,16{\cdot}41\right] = (-1{\cdot}85 - j\,5{\cdot}47)\ A$$

Yellow phase

Zero phase sequence component is

$$\overrightarrow{I_{Y0}} = \overrightarrow{I_{R0}} = (3 + j\,1{\cdot}33)\ A$$

Positive phase sequence component is

$$\overrightarrow{I_{Y1}} = a^2\,\overrightarrow{I_{R1}} = (-0{\cdot}5 - j\,0{\cdot}866)(10{\cdot}85 + j\,10{\cdot}13)$$

$$= (3{\cdot}35 - j\,14{\cdot}4)\ A$$

Negative phase sequence component is

$$\overrightarrow{I_{Y2}} = a\,\overrightarrow{I_{R2}} = (-0{\cdot}5 + j\,0{\cdot}866)(-1{\cdot}85 - j\,5{\cdot}47) = (5{\cdot}7 + j\,1{\cdot}13)\ A$$

Blue phase

Zero phase sequence component is

$$\overrightarrow{I_{B0}} = \overrightarrow{I_{Y0}} = \overrightarrow{I_{R0}} = (3 + j\,1{\cdot}33)\ A$$

Positive phase sequence component is

$$\overrightarrow{I_{B1}} = a^2\,\overrightarrow{I_{R1}} = (-0{\cdot}5 + j\,0{\cdot}866)(10{\cdot}85 + j\,10{\cdot}13) = (-14{\cdot}2 + j\,4{\cdot}31)\ A$$

Negative phase sequence component is

$$\overrightarrow{I_{B2}} = a^2\,\overrightarrow{I_{R2}} = (-0{\cdot}5 - j\,0{\cdot}866)(-1{\cdot}85 - j\,5{\cdot}47) = (-3{\cdot}82 + j\,4{\cdot}34)\ A$$

www.drgilany.com

Example 18.9. *One conductor of a 3-phase line is open. The current flowing to the Δ-connected load through the line R is 10 A. With the current in line R [See Fig. 18.8] as reference and assuming that line B is open, find the symmetrical components of the line currents.*

Solution. The line currents are :

$\overrightarrow{I_R} = 10\angle 0°$ A ; $\overrightarrow{I_Y} = 10\angle 180°$ A ; $\overrightarrow{I_B} = 0$ A

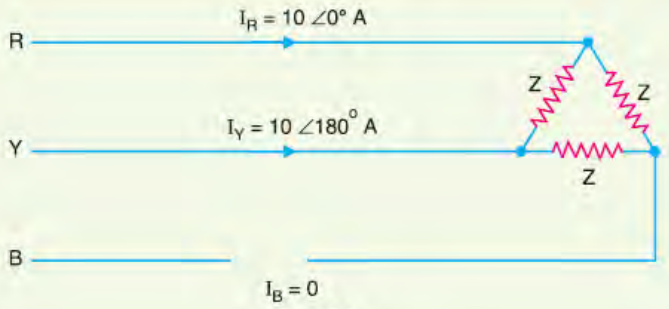


Fig. 18.8

***R*-line**

$$\overrightarrow{I_{R0}} = \frac{1}{3}\left[\overrightarrow{I_R} + \overrightarrow{I_Y} + \overrightarrow{I_B}\right] = \frac{1}{3}\left[10\angle 0° + 10\angle 180° + 0\right] = 0 \text{ A}$$

$$\overrightarrow{I_{R1}} = \frac{1}{3}\left[\overrightarrow{I_R} + a\overrightarrow{I_Y} + a^2\overrightarrow{I_B}\right] = \frac{1}{3}\left[10\angle 0° + 1\angle 120° \times 10\angle 180° + 0\right]$$

$$= 5 - j\,2{\cdot}89 = 5{\cdot}78\angle -30° \text{A}$$

$$\overrightarrow{I_{R2}} = \frac{1}{3}\left[\overrightarrow{I_R} + a^2\overrightarrow{I_Y} + a\overrightarrow{I_B}\right] = \frac{1}{3}\left[10\angle 0° + 1\angle 240° \times 10\angle 180° + 0\right]$$

$$= 5 + j\,2{\cdot}89 = 5{\cdot}78\angle 30° \text{A}$$

***Y*-line**

$$\overrightarrow{I_{Y0}} = \overrightarrow{I_{R0}} = 0 \text{ A}$$

$$\overrightarrow{I_{Y1}} = a^2\overrightarrow{I_{R1}} = 1\angle 240° \times 5{\cdot}78\angle -30° = 5{\cdot}78\angle -150° \text{ A}$$

$$\overrightarrow{I_{Y2}} = a\overrightarrow{I_{R2}} = 1\angle 120° \times 5{\cdot}78\angle 30° = 5{\cdot}78\angle 150° \text{A}$$

***B*-line**

$$\overrightarrow{I_{B0}} = \overrightarrow{I_{R0}} = 0 \text{ A}$$

$$\overrightarrow{I_{B1}} = a\overrightarrow{I_{R1}} = 1\angle 120° \times 5{\cdot}78\angle -30° = 5{\cdot}78\angle 90° \text{ A}$$

$$\overrightarrow{I_{B2}} = a^2\overrightarrow{I_{R2}} = 1\angle 240° \times 5{\cdot}78\angle 30° = 5{\cdot}78\angle -90° \text{A}$$

Note that components I_{B1} and I_{B2} have finite values although the line *B* is open and can carry no net current. As expected, the sum of I_{B1} and I_{B2} is zero. However, the sum of components in line *R* is $10\angle 0°$A and the sum of components in line *Y* is $10\angle 180°$A.

لاحظ أنه – وكما كان متوقعا – فإن الـ Zero sequence current في هذا المثال تساوى صفرا. لماذا؟

المثال التالي هو عكس المثالين السابقين حيث سيكون مطلوب حساب قيم الـ Phase currents بمعلومية الـ Sequence currents.

www.drgilany.com

Example 18.8. *A 3-ϕ, 4-wire-system supplies loads which are unequally distributed in the three phases. An analysis of the current flowing in R, Y and B lines shows that in R line, positive phase sequence component is 200 ∠0° A and the negative phase sequence component is 100 ∠60°A. The total observed current flowing back to the supply in the neutral conductor is 300 ∠300° A. Calculate the currents in the three lines.*

Solution.

Zero phase sequence current in *R*-line is

$$\overrightarrow{I_{R0}} = \frac{1}{3} \times \text{Current in neutral wire}$$
$$= \frac{1}{3} \times 300\ \angle 300° = 100\ \angle 300°\text{A}$$

Positive phase sequence current in *R*-line is

$$\overrightarrow{I_{R1}} = 200\ \angle 0°\text{A}$$

Negative phase sequence current in *R*-line is

$$\overrightarrow{I_{R2}} = 100\ \angle 60°\text{A}$$

$$\therefore \quad \text{Current in the } R\text{-line, } \overrightarrow{I_R} = \overrightarrow{I_{R0}} + \overrightarrow{I_{R1}} + \overrightarrow{I_{R2}} = 100\ \angle 300° + 200\ \angle 0° + 100\ \angle 60°$$
$$= (50 - j\ 86{\cdot}6) + (200 + j\ 0) + (50 + j\ 86{\cdot}6) = \mathbf{300\ \angle 0°\ A}$$

$$\text{Current in the } Y\text{-line, } \overrightarrow{I_Y} = \overrightarrow{I_{R0}} + a^2\overrightarrow{I_{R1}} + a\overrightarrow{I_{R2}}$$
$$= 100\ \angle 300° + 1\ \angle 240° \times 200\ \angle 0° + 1\angle 120° \times 100\angle 60°$$
$$= 100\ \angle 300° + 200\ \angle 240° + 100\ \angle 180°$$
$$= (50 - j\ 86{\cdot}6) + (-100 - j\ 173{\cdot}2) + (-100 + j\ 0)$$
$$= -150 - j\ 259{\cdot}8 = \mathbf{300\ \angle -120°\ A}$$

$$\text{Current in } B \text{ line, } \overrightarrow{I_B} = \overrightarrow{I_{R0}} + a\overrightarrow{I_{R1}} + a^2\overrightarrow{I_{R2}}$$
$$= 100\ \angle 300° + 1\ \angle 120° \times 200\ \angle 0° + 1\ \angle 240° \times 100\ \angle 60°$$
$$= 100\ \angle 300° + 200\ \angle 120° + 100\ \angle 300°$$
$$= (50 - j\ 86{\cdot}6) + (-100 + j\ 173{\cdot}2) + (50 - j\ 86{\cdot}6) = \mathbf{0\ A}$$

واضح من القيم السابقة أن نوع العطل كان 2LG لماذا؟

في الأجزاء التالية سنتعرف على طرق حساب قيم التيارات (سواء الـ phase or Sequence) بمعلومية نوع العطل والـ impedances (التي سنتعرف أولا على طرق حسابها)، وبمعلومية الجهود (phase voltages) المقاسة.

قيمة Sequence impedances

اتفقنا حتى الآن أن أى شبكة غير متماثلة Unsymmetrical يمكن تمثيلها بثلاث شبكات متماثلة هى:

Positive Sequence Network

www.drgilany.com

Negative Sequence Network
Zero Sequence Network

وكل مجموعة من هذه الثلاثة تمثل بشبكة خاصة لها Impedance مختلفة، وبالتالي فسيكون لدينا ثلاث Impedance مختلفة هم Z_1, Z_2, Z_0، وهذه القيم لا تقاس بأجهزة القياس العادية ولكنك تحصل عليها من المصنع المنتج. وسنقدم هنا قيم تقريبية لهذه Impedances فى العناصر المختلفة فى منظومة القوى الكهربية، مع ملاحظة أن قيم المقاومات تكون دائما صغيرة جدا فى أغلب العناصر ويمكن إهمالها للتبسيط.

ما معنى + و – و zero sequence impedance ؟

فى حالة الأعطال الغير متماثلة اتفقنا ان المنظومة سيعاد دراستها وكأنها مكونة من ثلاثة منظومات (كل واحدة من هذه الثلاث هي 3-phase network أيضا) وكل منها تنتج جهد بشكل و Sequence مختلف عن الأخرى وهذه الجهود الجديدة تمرر تيارات لها نفس سمات الجهد لكن قيمتها تتوقف على قيمة المعاوقة التى يراها الجهد فى الـ Sequence المختلفة

فالخطوط والمحولات (وأي جهاز استاتيكى غير دوار) تكون $Z+ = Z-$، أما المحركات والمولدات فالقيم مختلفة. ويتم قياس قيمة $Z+$ أو قيمة Z_0 مثلا فى المعمل بتطبيق جهد له نفس الـ Sequence وقياس التيار الناشئ ومن ثم معرفة قيمة المعاوقة.

المولدات المتزامنة Synchronous Generators

من المعروف أن الـ Reactance فى المولد لها ثلاث قيم تتغير مع الزمن وهى:

X_d" sub-transient reactance
X_d' transient reactance
X_d steady state reactance

والأولى هى القيمة لحظة حدوث العطل وتستمر فترة وجيزة وهى الأصغر فى الثلاثة، يليها الثانية ثم الثالثة وهى القيمة التى يستقر عليها بعد فترة من حدوث العطل واستقرار قيمة التيار عند حدود معينة. وقيم المعاوقة تتأثر بعنصر آخر غير الزمن، وهو نوع المولد، وهل هو salient Pole أم هو من نوع الـ Round Rotor. وعموما يمكن القول أن $X_2 = X_1$ فى حالة Round Rotor، ويمكن كذلك أن نقول أن القيمتين مختلفتين فى حالة salient Pole لكن الاختلاف بسيط وليس كبيرا، أما X_0 فهى دائما أقل من X_1 وأقل من X_2.

خطوط النقل

عموما يمكن أن نقول أن:

$X_1 = X_2 = 0.8$ ohm per mile for Single conductor TL
$X_1 = X_2 = 0.6$ ohm per mile for Bundle TL

أما X_0 فقيمتها مختلفة وغالبا تكون فى حدود X_1 3:3.5.

المحولات:

القيم الثلاثة لـ X_1, X_2, X_0 في المحولات غالبا تكون متساوية.

تأثير طريقة توصيل المحولات على قيم الـ Zero Sequence Impedance

يتسبب حدوث الـ Unsymmetrical Fault فى ظهور ثلاث Sources وهمية عند نقطة العطل:(Positive, Negative, and Zero Voltage) مع ملاحظة أن الـ Sources الأصلية الموجودة بالشبكة لا تنتج سوى Positive Sequence Voltages، كما هو واضح فى الشكل B-1. ونتيجة هذه الـ Voltages فإنه يمر ثلاث تيارات مختلفة فى الـ Sequences الثلاث هى على التوالى I_1, I_2, I_0 طبقا لقيمة الـ impedances المكافئة من مكان المصدر حتى نقطة العطل، والتى تشمل الـ Z الخاصة بالخطوط والمحولات إلخ فى كل Sequence على حدة، وذلك طبقا لقواعد الـ Reduction المعروفة.

ولكن الجديد فى الأمر أنه فى حالة Zero Sequence Networks فإن نوعية المحولات (هل هو دلتا/ستار أم ستار/دلتا إلخ)، وكذلك الطرق المختلفة لتأريض نقطة التعادل في المحول، كل ذلك يلعب دور حاسما فى حساب قيمة Z_0 المكافئة لدائرة Zero Sequence Networks.

توصيل Z_0 الخاصة بالمحـولات

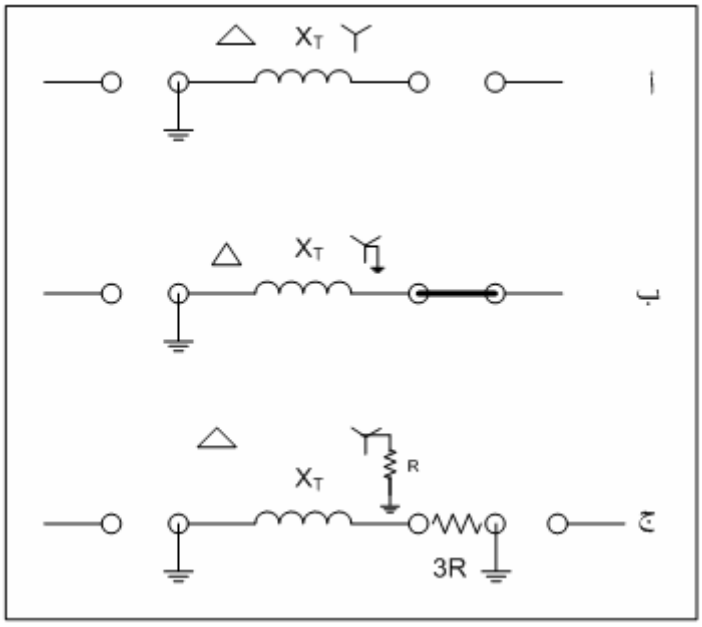
من المعلوم أن كل جانب من جانبى المحول له Leakage Reactance وهما X_L, X_H للـ High and Low voltage sides على التوالى، وأن X_H, X_L يتصلان معا فى الدائرة المكافئة للمحول على التوالى، ويعبر عنهما دائما بـ $X_{Transformer}$ أو باختصار X_T.

والآن فإن X_T هذه تتصل من خلال طرفيهما (H, L) ببقية الشبكة طبقا القواعد التالية:

1. الطرف الموجود ناحية "جانب المحول الموصل ستار بدون تأريض": يترك مفتـــــــوحا. (شكل 8 أ)

www.drgilany.com

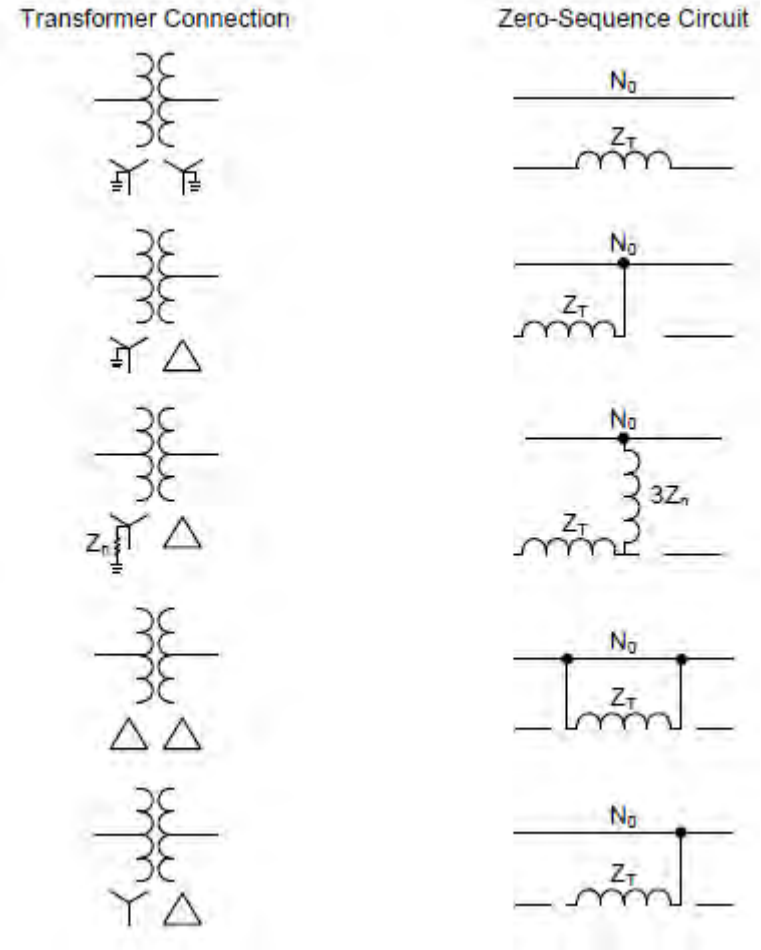
2. الطرف الموجود ناحية "جانب المحول الموصل ستار مع تأريض": يتصل على التوالى ببقية الشبكة. شكل 8 ب)
3. الطرف الموجود ناحية "جانب المحول الموصل دلتا": يوصل بالأرض. شكل 8)
4. الطرف الموجود ناحية "جانب المحول الموصل ستار و نقطة التعادل له متصلة بالأرض من خلال مقاومة ": توصل هذه المقاومة كما فى الشكل 8 ج (بعد ضربها في 3 لأن تيار الـ phases الثلاثة يمر بها) على التوالى مع المقاومتين السابقتين (X_L, X_H أو التى تسمى أيضا X_T).



شكل 8: طرق اتصال Z_0 الخاصة بالمحول طبقا لطريقة تأريضه وطريقة توصيله

والشكل 9 فيه أمثلة أكثر على توصيل Z_o

www.drgilany.com



شكل 9.

حساب قيمة التيارات حسب نوع العطل

وبعد معرفة قيم Z_1, Z_2, Z_0 المكافئة للشبكة التي ندرسها تكون الخطوة التالية يتم توصيل الـ Sequence Networks الثلاثة معا بطريقة ما (أحيانا يكون كلهم على التوالى أو كلهم على التوازى أو خليط بين التوالى والتوازى) حسب نوع العطل، حيث يشترط فى التوصيلة أن تحقق دائما المعادلة رقم 7. وأخيرا، ومن التوصيلة المناسبة لنوع العطل يمكن حساب I_1, I_2, I_0 كما يلى:

www.drgilany.com

عطل من النوع 1-L-G

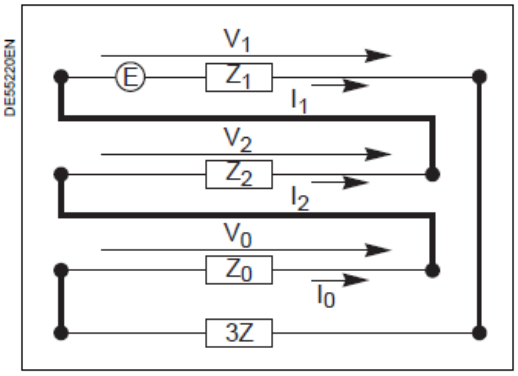
فى هذا النوع من الأعطال تكون $I_b = I_c = 0$ وبالتعويض فى المعادلة رقم 7 سنجد أن الثلاث Sequence currents كلهم متساوون أى أن $I_1 = I_2 = I_0$ وهذا يعنى أن الـ Sequences Networks الثلاثة لابد أن يتصلوا على التوالى كما فى الشكل –10.

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z}$$

$$V_1 = \frac{E(Z_2 + Z_0 + 3Z)}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z}$$

$$V_2 = \frac{-Z_2 \bullet E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z}$$

$$V_0 = \frac{-Z_0 \bullet E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z}$$



شكل–10: توصيل الـ Sequences الثلاثة فى حالة L-G

حيث Z_1, Z_2, Z_0 هي مجموع كل نوع من الأنواع الثلاثة محسوبا من المصدر حتى نقطة العطل، بمعنى لو كان العطل SLG على خط نقل متصل بمحول ومولد فإن Z_1 مثلا هي مجموع Z_1 الخاصة بكل من (المولد + المحول + الجزء المعطل من الخط)، أما Z بدون أرقام فتمثل مقاومة العطل R_F، وقد تكون صفرا إذا لم تذكر.

في حالة SLG، وبعد حساب قيمة I_0 من المعادلات السابقة، نحسب قيمة I_a (3 أمثال I_0، وهو نفسه I_F).

عطل من النوع 2-L-G

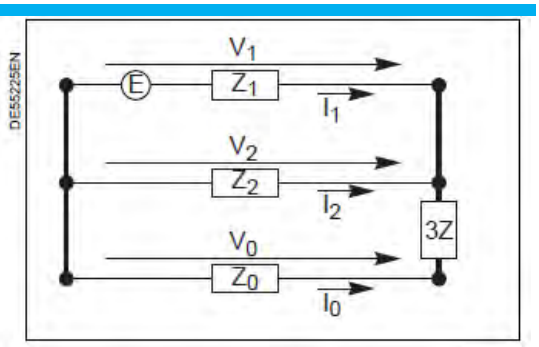
فى هذا النوع من الأعطال تكون $V_b = V_c = 0$ وبالتعويض فى المعادلة رقم 7 سنجد أن الثلاث Sequence Voltages كلهم متساوون أى أن $V_1 = V_2 = V_0$ وهذا يعنى أن الـ Sequences Networks الثلاثة لابد أن يتصلوا على التوازى كما فى الشكل–12.

www.drgilany.com

$$I_1 = \frac{E(Z_2 + Z_0 + 3Z)}{Z_1 \bullet Z_2 + (3Z + Z_0) \bullet (Z_1 + Z_2)}$$

$$I_2 = \frac{-E(Z_0 + 3Z)}{Z_1 \bullet Z_2 + (3Z + Z_0) \bullet (Z_1 + Z_2)}$$

$$I_0 = \frac{-E \bullet Z_2}{Z_1 \bullet Z_2 + (3Z + Z_0) \bullet (Z_1 + Z_2)}$$



شكل–12: توصيل الـ Sequences الثلاثة فى حالة L-L-G

المعادلات السابقة يمكن إعادة كتابتها بصورة أوضح في حالة عدم وجود Z_F كالتالي:

Fault current. Examination of exp. (*i*) and exp. (*ii*) reveals that sequence impedances should be *connected as shown in Fig. 18.18. It is clear that :

$$\vec{I}_1 = \frac{\vec{E}_R}{\vec{Z}_1 + \frac{\vec{Z}_2 \vec{Z}_0}{\vec{Z}_2 + \vec{Z}_0}}$$

$$\vec{I}_2 = -\vec{I}_1 \frac{\vec{Z}_0}{\vec{Z}_2 + \vec{Z}_0}$$

$$\vec{I}_0 = -\vec{I}_1 \frac{\vec{Z}_2}{\vec{Z}_2 + \vec{Z}_0}$$

Fault current, $\vec{I}_F = \vec{I}_Y + \vec{I}_B = 3\vec{I}_0$ ** $= 3\left(-\vec{I}_1 \frac{\vec{Z}_2}{\vec{Z}_2 + \vec{Z}_0}\right)$

$$= -\frac{3\vec{Z}_2}{\vec{Z}_2 + \vec{Z}_0} \times \frac{\vec{E}_R}{\vec{Z}_1 + \frac{\vec{Z}_2 \vec{Z}_0}{\vec{Z}_2 + \vec{Z}_0}}$$

$$= -\frac{3\vec{Z}_2 \vec{E}_R}{\vec{Z}_0 \vec{Z}_1 + \vec{Z}_0 \vec{Z}_2 + \vec{Z}_1 \vec{Z}_2}$$

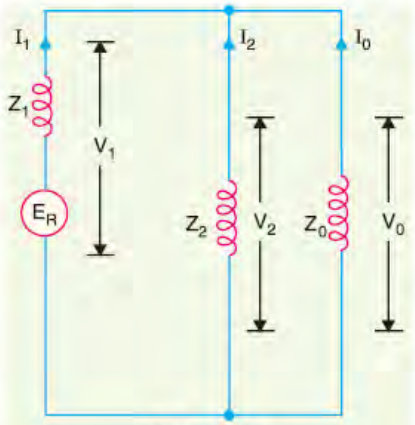


Fig. 18.18

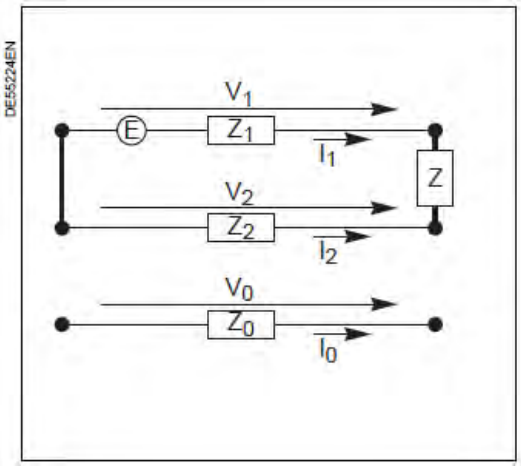
وفى هذا النوع من الأعطال تكون قيم الـ Sequence currents الثلاثة غير متشابهة كما هو واضح من الشكل ولذا تحسب التيارات الثلاثة أولا ثم منها نحسب I_Y and I_B ومجموعهما هو I_F.

عطل من النوع L-L

فى هذا النوع من الأعطال تكون $V_b = V_c$ وكذلك $I_b = -I_c$ مع العلم أن $I_a = 0$ وبالتعويض فى المعادلة رقم 7 سنجد أن $I_1 = -I_2$ وأن $I_0 = 0$ وهذا يعنى أن الـ Zero Sequences غير موجودة وأن Positive Sequence و الـ Negative Sequence متصلين معا على التوازى كما فى الشكل –11:.

www.drgilany.com

$$I_1 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z}$$
$$I_2 = \frac{-E}{Z_1 + Z_2 + Z}$$
$$I_0 = 0$$
$$V_1 = \frac{E(Z_2 + Z)}{Z_1 + Z_2 + Z}$$
$$V_2 = \frac{E \bullet Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z}$$
$$V_0 = 0$$



شكل 11-: توصيل الـ Sequences الثلاثة فى حالة L-L

في حالة LL، وبعد حساب قيمة I_1 من المعادلات السابقة، ومنه نحسب قيمة I_F حيث

$$I_F = I_b = -I_c = (\alpha^2 - \alpha)I_1$$

وهذه أمثلة منقولة من كتاب Principles of Power System لـ Mehta.

مرة أخرى نؤكد أننا نحتاج لمعرفة نوع العطل في حالتين:

- الحالة الأولى: إذا كان كلا من الـ Phase currents وكذلك الـ Sequence currents غير معلومين وإنما المعلوم فقط هو Phase Voltages ومعلوم كذلك الـ Sequence Impedance، ففي هذه الحالة سنحتاج لمعرفة نوع العطل لحساب الـ Sequence current أولا، ومنه نحسب الـ Phase Currents كما في المثالين 17-18 و 14-18
- الحالة الثانية التى سنحتاج فيها لمعرفة نوع العطل هي الحالة الخاصة بأجهزة الوقاية المسافية Distance Relays، وذلك عندما يكون كلا من الـ Phase currents معلومين، وكذلك الـ Phase Voltages، فمنهما نحسب الـ Sequence current and Sequence voltages، ثم بمعلومية نوع العطل سنعوض في المعادلات المناسبة لمعرفة قيمة الـ Sequence impedance كما في المثال 18-20 لاحقا.
- الجهد المقاس (يمثل قيمة E في المعادلات السابقة)

www.drgilany.com

Example 18.14. *A 3-phase, 10 MVA, 11 kV generator with a solidly earthed neutral point supplies a feeder. The relevant impedances of the generator and feeder in ohms are as under :*

	Generator	*feeder*
Positive sequence impedance	*j* 1·2	*j* 1·0
Negative sequence impedance	*j* 0·9	*j* 1·0
Zero sequence impedance	*j* 0·4	*j* 3·0

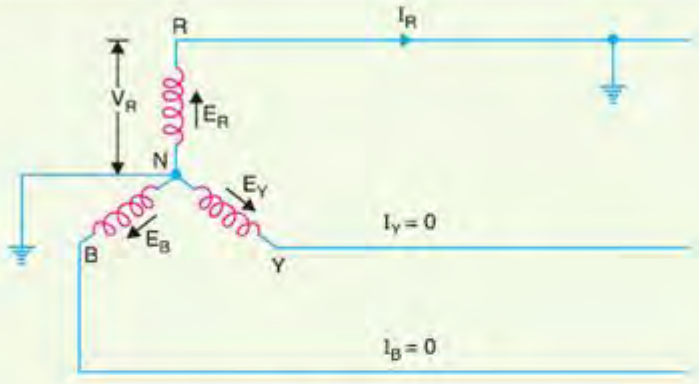


Fig. 18.19

If a fault from one phase to earth occurs on the far end of the feeder, calculate

(i) the magnitude of fault current

(ii) line to neutral voltage at the generator terminal

Solution. The circuit diagram is shown in Fig. 18.19. The fault is assumed to occur on the red phase. Taking red phase as the reference,

Phase e.m.f. of *R*-phase, $\overrightarrow{E_R} = 11 \times 10^3/\sqrt{3} = 6350$ V

(i) The total impedance to any sequence current is the sum of generator and feeder impedances to that sequence current.

$\therefore$ Total $\overrightarrow{Z_1} = j\,1{\cdot}2 + j\,1{\cdot}0 = j\,2{\cdot}2\ \Omega$

Total $\overrightarrow{Z_2} = j\,0{\cdot}9 + j\,1{\cdot}0 = j\,1{\cdot}9\ \Omega$

Total $\overrightarrow{Z_0} = j\,0{\cdot}4 + j\,3{\cdot}0 = j\,3{\cdot}4\ \Omega$

For a line-to-ground fault, we have,

$$\overrightarrow{I_1} = \overrightarrow{I_2} = \overrightarrow{I_0} = \frac{\overrightarrow{E_R}}{\overrightarrow{Z_1} + \overrightarrow{Z_2} + \overrightarrow{Z_0}} = \frac{6350}{j\,2{\cdot}2 + j\,1{\cdot}9 + j\,3{\cdot}4}$$

www.drgilany.com

$$= \frac{6350}{j\,7{\cdot}5} = -j\,846 \text{ A}$$

∴ Fault current, $\overrightarrow{I_R} = 3\overrightarrow{I_0} = 3 \times (-j\,846) = \mathbf{-j\,2538 \text{ A}}$

(ii) Line-to-neutral voltage of *R*-phase,

$$\overrightarrow{V_R} = \overrightarrow{E_R} - \overrightarrow{I_1}\overrightarrow{Z_1} - \overrightarrow{I_2}\overrightarrow{Z_2} - \overrightarrow{I_0}\overrightarrow{Z_0}$$

where $\overrightarrow{Z_0}$, $\overrightarrow{Z_1}$ and $\overrightarrow{Z_2}$ are the sequence impedances of generator.

$$= \overrightarrow{E_R} - \overrightarrow{I_0}\left(\overrightarrow{Z_1} + \overrightarrow{Z_2} + \overrightarrow{Z_0}\right)$$
$$= 6350 - (-j\,846)\,(j\,1{\cdot}2 + j\,0{\cdot}9 + j\,0{\cdot}4)$$
$$= 6350 + j\,846\,(j\,2{\cdot}5)$$
$$= 6350 - 2115 = \mathbf{4235 \text{ V}}$$

Example 18.15. *A 3-phase, 11 kV, 10 MVA alternator has sequence reactances of $X_0 = 0{\cdot}05$ p.u., $X_1 = 0{\cdot}15$ p.u. and $X_2 = 0{\cdot}15$ p.u. If the generator is on no load, find the ratio of fault currents for L-G fault to that when all the 3-phases are dead short-circuited.*

Solution. Taking red phase as the reference, let its phase e.m.f. be $\overrightarrow{E_R} = 1$ p.u.

Line-to-ground fault. Suppose the fault occurs on the red phase. Then,

$$\overrightarrow{I_1} = \overrightarrow{I_2} = \overrightarrow{I_0} = \frac{\overrightarrow{E_R}}{\overrightarrow{X_1} + \overrightarrow{X_2} + \overrightarrow{X_0}}$$

∴ $$\overrightarrow{I_0} = \frac{1}{j\,0{\cdot}15 + j\,0{\cdot}15 + j\,0{\cdot}05} = \frac{1}{j\,0{\cdot}35} = -j\,2{\cdot}85$$

∴ Fault current, $\overrightarrow{I_R} = 3\overrightarrow{I_0} = 3 \times (-j\,2{\cdot}85) = -j\,8{\cdot}55$ A

Three phase fault. When a dead short circuit occurs on all the three phases, it gives rise to symmetrical fault currents. Therefore, the fault current (say I_{sh}) is limited by the positive sequence reactance (*i.e.* X_1) only.

∴ Fault current, $\overrightarrow{I_{sh}} = \frac{\overrightarrow{E_R}}{\overrightarrow{X_1}} = \frac{1}{j\,0{\cdot}15} = -j\,6{\cdot}66$

Ratio of two fault currents $= \frac{\overrightarrow{I_R}}{\overrightarrow{I_{sh}}} = \frac{-j\,8{\cdot}55}{-j\,6{\cdot}66} = \mathbf{1{\cdot}284}$

i.e. single line-to-ground fault current is 1·284 times that due to dead short circuit on the 3-phases.

www.drgilany.com

Example 18.17. *A 3-phase, 3-wire system has a normal voltage of 10·4 kV between the lines. It is supplied by a generator having positive, negative and zero sequence reactances of 0·6, 0·5 and 0·2 Ω per phase respectively. Calculate the fault current which flows when a line-to-line fault occurs at the generator terminals.*

Solution. Suppose the short circuit fault occurs between yellow and blue phases. Taking red phase as the reference, its phase e.m.f. is :

Phase e.m.f. of R-phase, $\overrightarrow{E_R} = 10{\cdot}4 \times 10^3/\sqrt{3} = 6000$ V

Now $\overrightarrow{X_1} = j\,0{\cdot}6\ \Omega$; $\overrightarrow{X_2} = j\,0{\cdot}5\ \Omega$; $\overrightarrow{X_0} = j\,0{\cdot}2\ \Omega$

For line-to-line fault, we have,

Fault current, $$I_F = \frac{\sqrt{3}\,E_R}{X_1 + X_2} \quad \textit{(in magnitude)}$$

$$= \frac{\sqrt{3} \times 6000}{(0{\cdot}6 + 0{\cdot}5)} = \mathbf{9447{\cdot}5\ A}$$

Example 18.18. *The per unit values of positive, negative and zero sequence reactances of a network at fault are 0·08, 0·07 and 0·05. Determine the fault current if the fault is double line-to-ground.*

Solution. Suppose the fault involves yellow and blue phases and the ground. Taking red phase as the reference, let its phase e.m.f. be $\overrightarrow{E_R} = 1$ p.u.

Now, $\overrightarrow{X_1} = j\,0{\cdot}08$ p.u. ; $\overrightarrow{X_2} = j\,0{\cdot}07$ p.u. ; $\overrightarrow{X_0} = j\,0{\cdot}05$ p.u.

For a double line-to-ground fault, we have,

Fault current, $$\overrightarrow{I_F} = \overrightarrow{I_Y} + \overrightarrow{I_B} = \frac{-3\overrightarrow{X_2}\,\overrightarrow{E_R}}{\overrightarrow{X_1}\,\overrightarrow{X_2} + \overrightarrow{X_1}\,\overrightarrow{X_0} + \overrightarrow{X_2}\,\overrightarrow{X_0}}$$

$$= \frac{-3 \times j\,0{\cdot}07 \times 1}{j\,0{\cdot}08 \times j\,0{\cdot}07 + j\,0{\cdot}08 \times j\,0{\cdot}05 + j\,0{\cdot}07 \times j\,0{\cdot}05}$$

$$= \frac{-j\,0{\cdot}21}{-(56 + 40 + 35) \times 10^{-4}}$$

$$= \frac{j\,0{\cdot}21 \times 10^4}{131} = \mathbf{j\ 16\ p.u.}$$

www.drgilany.com

Example 18.20. *A 50 MVA, 11 kV three-phase alternator was subjected to different types of faults. The fault currents are as under :*

3-phase fault = 2000 A ; Line-to-Line fault = 2600 A ; Line-to-ground fault = 4200 A

The generator neutral is solidly grounded. Find the values of the three sequence reactances of the alternator. Ignore resistances.

Solution. Let X_1, X_2 and X_0 be the positive, negative and zero sequence reactances respectively of the alternaor.

For 3-phase fault, Fault current $= \dfrac{E_{ph}}{X_1}$ (*magnitude*)

or $2000 = \dfrac{11000/\sqrt{3}}{X_1}$

$\therefore \quad X_1 = \dfrac{11000}{\sqrt{3} \times 2000} = 3{\cdot}175\ \Omega$

For line-to-line fault, we have,

Fault current $= \dfrac{\sqrt{3}\ E_{ph}}{X_1 + X_2}$ (*magnitude*)

or $2600 = \dfrac{\sqrt{3} \times 11000/\sqrt{3}}{X_1 + X_2}$

or $X_1 + X_2 = \dfrac{11000}{2600} = 4{\cdot}231\ \Omega$

$\therefore \quad X_2 = 4{\cdot}231 - X_1 = 4{\cdot}231 - 3{\cdot}175 = 1{\cdot}056\ \Omega$

For line-to-ground fault, we have,

Fault current $= \dfrac{3\ E_{ph}}{X_1 + X_2 + X_0}$ (*magnitude*)

or $4200 = \dfrac{3 \times 11000/\sqrt{3}}{X_1 + X_2 + X_0}$

or $X_1 + X_2 + X_0 = \dfrac{3 \times 11000}{\sqrt{3} \times 4200} = 4{\cdot}536\ \Omega$

$\therefore \quad X_0 = 4{\cdot}536 - X_1 - X_2 = 4{\cdot}536 - 3{\cdot}175 - 1{\cdot}056 = 0{\cdot}305\ \Omega$

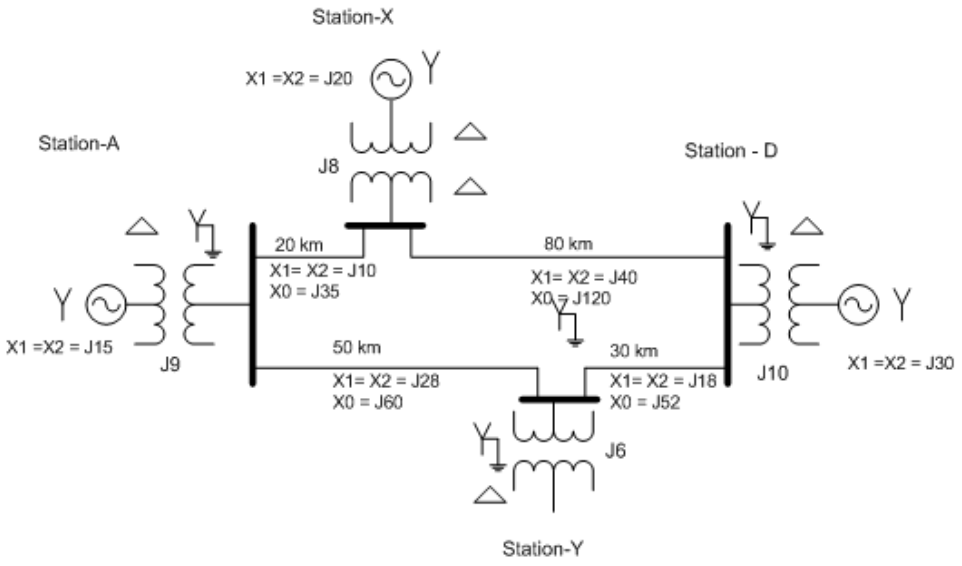
www.drgilany.com

مثال مفصل

المثال التالي من الأمثلة الهامة، وهو يشرح بالترتيب المنطقى كيفية حساب التيار فى أجزاء الشبكة المختلفة نتيجة حدوث عطل غير متماثل.

ففى الشكل –12 لدينا شبكة تضم 3 مولدات وأربع خطوط، وأربع محولات، بالإضافة إلى Load واحد. و روعى فى المحولات المستخدمة في هذه الشبكة أن تتنوع طرق تأريضها وتتنوع أنواعها.

علما بأن قيم X كلها معطاة بـ percentage ومحسوبة على أساس MVA base = 100 وهى جميعها تقع فى الـ High voltage side للمحولات و بالتالي فالـ Base Voltage = 110kV.



شكل–12

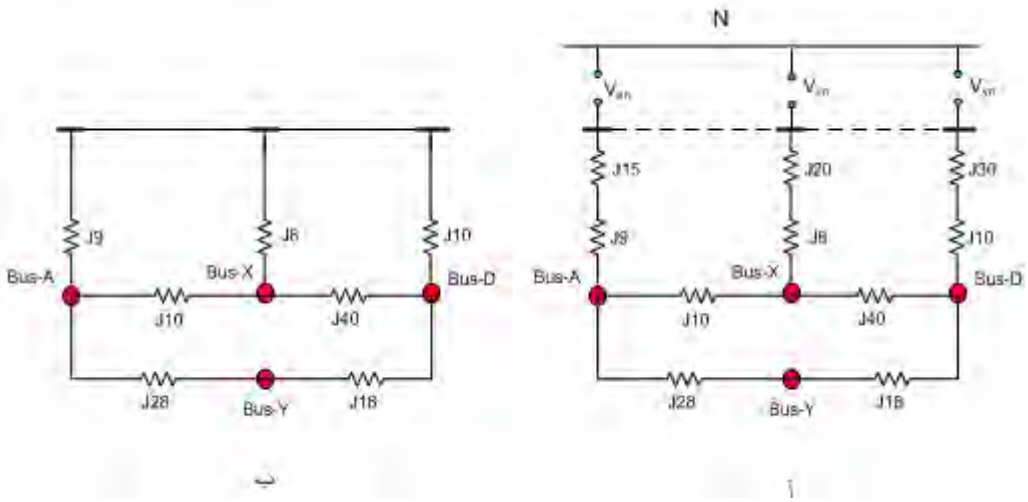
والمطلوب هو حساب تيار العطل وكيفية توزيعه فى حال حدوث عطلG-1-L عند BB-D.

الخطوة الأولى فى الحل دائما هى رسم الشبكات الثلاث: Positive, Negative, Zero Sequence مع ملاحظة أن Positive, Negative Sequence دائما متشابهين تماما ولذا سنكتفى برسم شبكة Positive Sequence كما فى الشكل -13. وأما شبكة الـ Zero Sequence فتظهر كما فى الشكل 14، والشكل 15.

www.drgilany.com

ومن هذه الشبكات الثلاث سنحاول عمل تبسيطReduction لها حتى تصبح كلا منها تكافئZ واحدة موصلة بين الـ Supply الخاص بها وبين نقطة العطل.

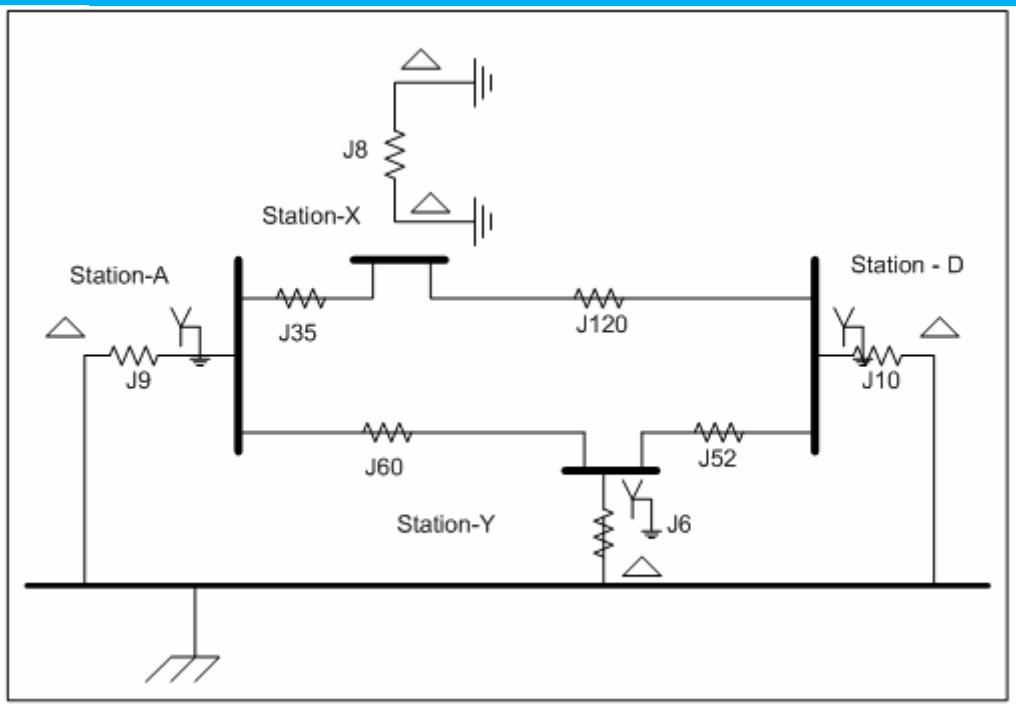
وبالطبع ستواجهنا أنواع مختلفة من العلاقات بين هذه الـ Reactance فبعضها قد يكون على التوالى وبعضها على التوازي وهذه أسهل العلاقات. لكن قد يكون بعض Xs على شكل دلتا. وهذه يجب أن أولا أن تحول إلى ستار لتسهيل عملية الـ Reduction.



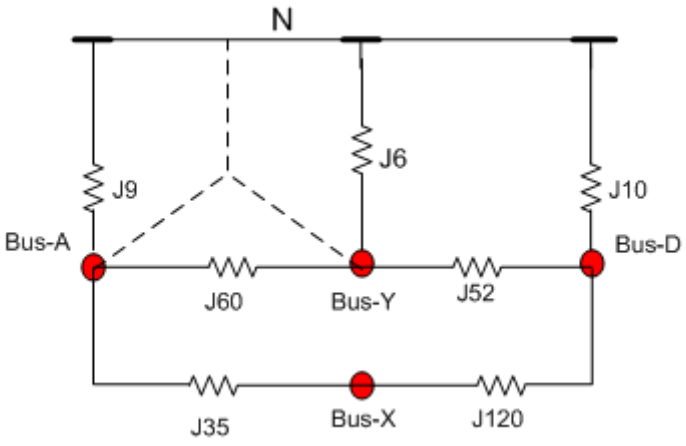
ب أ

شكل 13: شبكة الـ Positive Sequence

www.drgilany.com



شكل–14: شبكة الـ Zero Sequence المفصلة



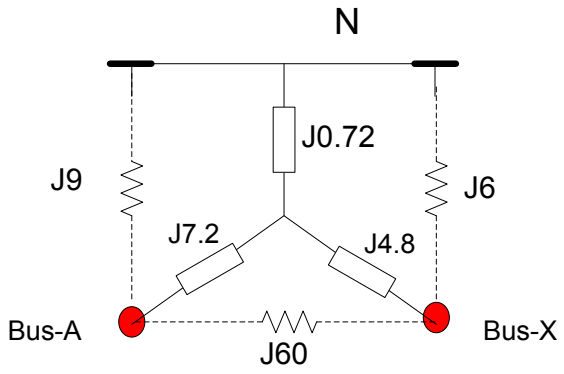
شكل –15: شبكة الـ Zero Sequence مرسومة بطريقة أخرى

www.drgilany.com

لاحظ أن شبكة الـ Zero Sequence مرسومة بصورة مفصلة فى الشكل 16، بعد تطبيق القواعد التى ذكرناها سابقا، وقد تم تبسيطها مبدئيا فى الشكل، وسيتم تبسيطها نهائيا فى الشكل 18.

لاحظ –على سبيل المثال – أن X_0 الخاصة بالمحول الموجود فى Station –X قد تم توصيل طرفيها بالأرض ولم تتصل بالشبكة لكون المحول موصل على شكل دلتا/دلتا. وبالمثل يمكن تفسير بقية شبكة الـ Zero Sequence الموجودة فى الشكل.

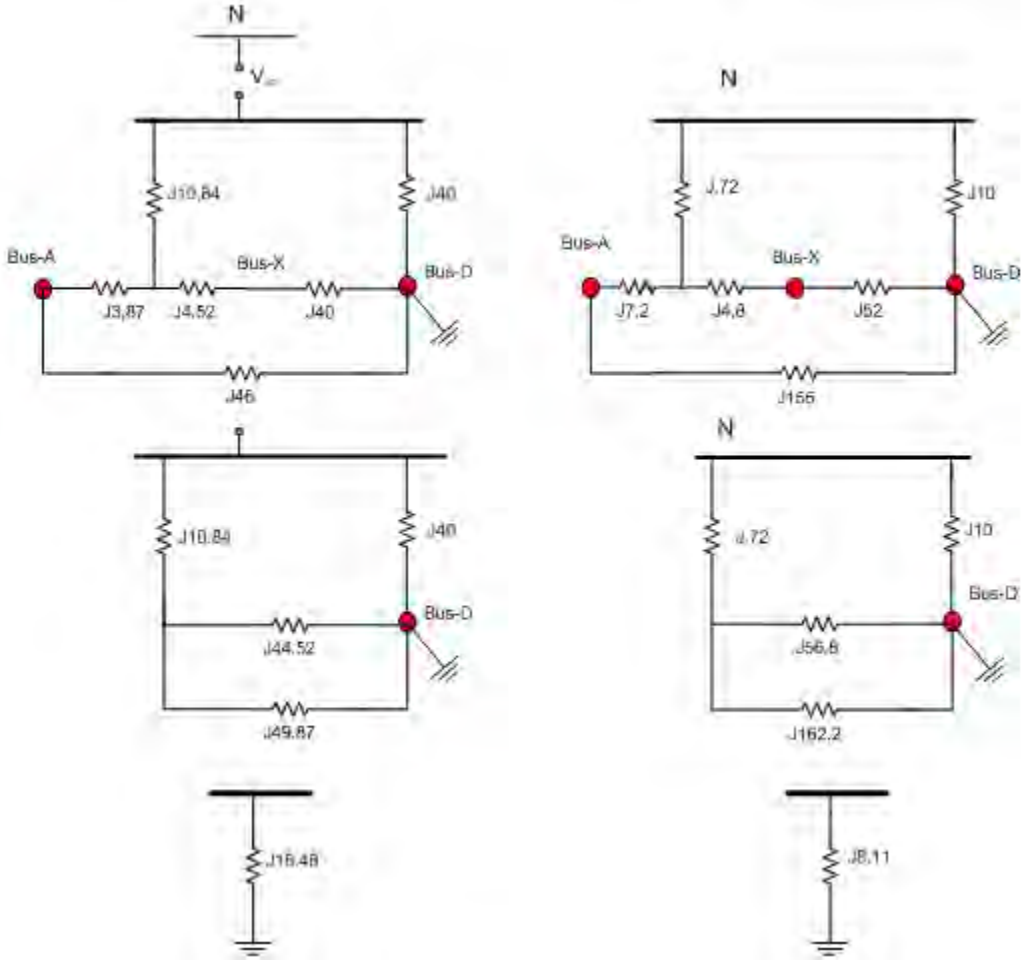
وللتذكير فإن التحويل من دلتا إلى ستار يتم برسم ستار داخل الدلتا المراد تحويلها ثم يكون قيمة Z المكافئة كما فى الشكل 16.



شكل–16: التحويل من دلتا إلى ستار

بعد هذه التحويلة يصبح أمر التبسيط هينا للوصول الى قيمة مكافئة لكل Positive and Zero sequence Impedances بين نقطة المصدر ونقطة العطل كما فى الشكل 17.

www.drgilany.com



الشكل–17 تبسيط شبكة Positive and Zero Sequence

الأيمن: Zero Seq.

الأيسر: Pos Seq

حساب قيمة التيار

نبدأ بحساب قيمة التيار محسوبا بـ Per unit، وذلك بتطبيق قانون أوم، ولكن بعد تحديد الدائرة المناسبة لنوع العطل كما سبق أن بينا. وحيث أن نوع العطل فى هذا المثال هو SLG فإن الشبكات الثلاث: Positive, Negative and Zero sequence networks جميعهم يوصلوا على التوالى. وبالتالي فإن

www.drgilany.com

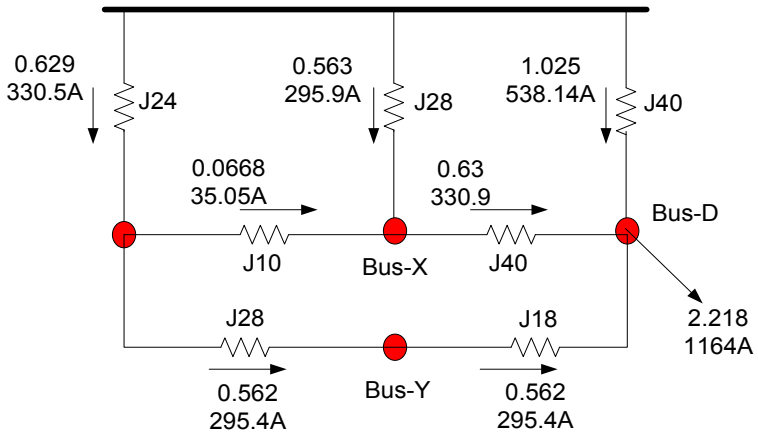
$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{V}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{1}{0.184 + 0.184 + 0.081} = 2.22\,pu$$

ولمعرفة قيمة التيار بالأمبير فإننا نضرب القيمة السابقة فى I_{base}:

$$base - current = \frac{VAbase}{V_{base}} = \frac{100000}{\sqrt{3} * 110} = 524.8A$$

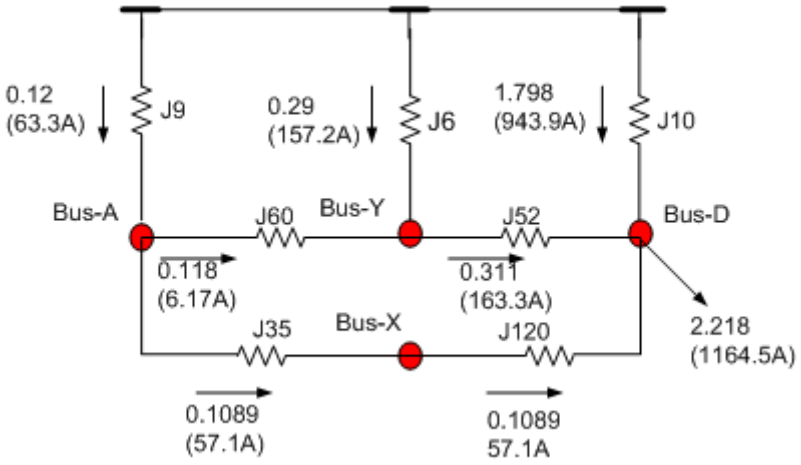
هذا التيار يتم توزيعه بين الأفرع المختلفة بالرجوع العكسي فى الخطوات المرسومة فى الشكل 18 لتوزيع هذا التيار بين branches المختلفة والتي سبق أن عملنا لها reduction، وبالطبع فإن الهدف من ذلك هو معرفة تيار كل فرع ومن أجل معرفة حجم مشاركة كل مولد فى تيار العطل (التيار الأعلى فى الفرع ذى المقاومة الأقل). ولن نخوض فى شرح هذه الحسابات لأنها واضحة لكل من عنده أساسيات الدوائر الكهربية.

فى الشكل 19 يظهر قيمة التيار Positive Sequence المار فى كل X وهى معطاة بـ per unit وكذلك بالأمبير، وبالمثل فإن تيار Zero Sequence يظهر فى الشكل 20.



الشكل:- 19 توزيع تيار الـ Positive Sequence

www.drgilany.com



شكل –20: توزيع تيار Zero Sequence

وتبقى الخطوة الأخيرة وهى تحويل قيم الـ Sequence Currents إلى Phase Currents، وذلك بتطبيق المعادلات رقم 7. وبالتالي نصل إلى أن:

$I_a = I_1 + I_2 + I_0 = 6.66pu = 3493\ A$

$I_b = a^2\, I1 + a\, I_2 + I_0 = -I_1 + I_0$

$I_c = a\, I1 + a^2\, I_2 + I_0 = -I_1 + I_0$ (8)

وحيث أن $I_1 = I_0$ عند نقطة العطل وبالتالي فإنه $I_b = I_c = Zero$ عند نقطة العطل.

ثم يتم بعد ذلك توزيع التيارات على الـ Phases الثلاثة فى كافة فروع الشبكة وذلك بتطبيق المعادلة رقم 6 فى كل فرع على حدة. على سبيل المثال لو أردنا معرفة قيمة التيار المار فى Phase-C من المحطة A إلى Y فما علينا سوى جمع التيار المار فى هذا الفرع فى شبكات الـ Positive, Negative and Zero Sequence. وطبقا للمعادلة–8 فإن مجموع هذه التيارات فى Phase-C يساوى ($-I_1 + I_0$). ومن الشكل–19 و الشكل–20 سنجد أن هذا التيار يساوى (6.1 + 295-) = 289A- وهى نفسها القيمة التى تظهر فى الشكل 21

وبالطبع نحتاج لمجهود ضخم لحساب تيارات الأفرع فى كافة الـ Phases، ولكن هذه الحسابات تتم بالحاسب الآلى ولم نعد نحتاج لحسابها يدويا.

ملاحظات هامة:

www.drgilany.com

1) لاحظ أن $I_c = I_b = 0$ عند العطل فقط، ولكن هذا لا يعنى أنهما يساويان صفر في كل أجزاء الشبكة، فهذا خطا شائع، لكن الصحيح أن هناك مشاركات لهذين الـ phases فى العطل من كل مولد كما فى الشكل –22 لكن مجموع هذه المشاركات – عند نقطة العطل فقط – تساوى صفر.

2) لاحظ أن تيار العطل يتجه إلى الأرض عند نقطة العطل الموجودة على BB-D ثم يعود الى الشبكة من خلال نقاط التأريض عند المحطات التى يكون المولد فيها مؤرضا وبالتالي يكون لدينا كما هو معلوم من أساسيات الكهرباء Closed Circuit.

3) لاحظ لو أن المحولات والمولدات لم تكن موصلة بالأرض ففى هذه الحالة لن يمر تيار عطل نظريا لأن الدائرة مفتوحة وهى حالة Isolated System. لكن فى الواقع يمر تيار العطل من خلال ما يعرف بـ Stray Capacitance الخاصة بخطوط النقل لكنه يكون صغيرا ولا يقارن بقيمة تيار العطل فى النظم المؤرضة.

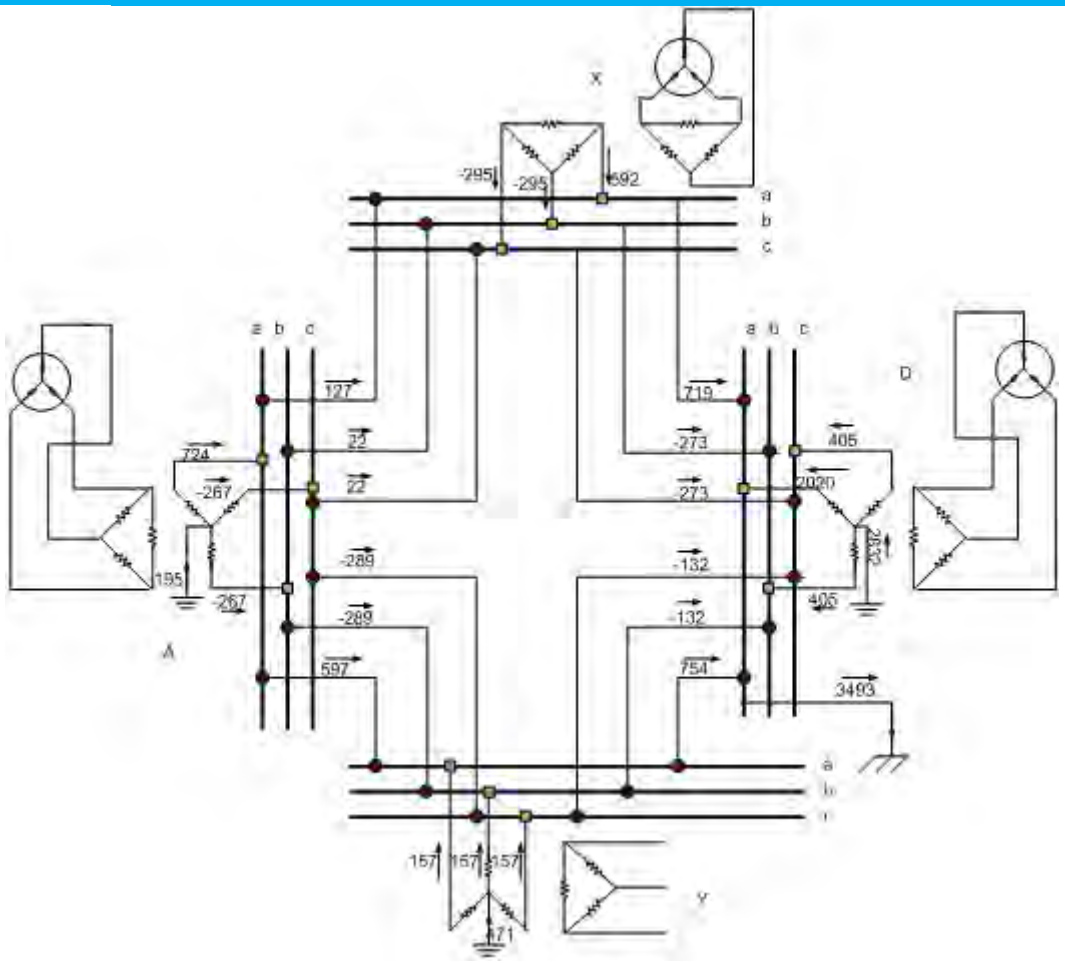
4) ولو جمعت التيارات المارة فى نقاط التأريض للمحولات عند محطات A, B , D سنجدها تساوى تماما التيار الذي خرج إلى نقطة العطل.

5) لاحظ أن Zero Sequence Currents فى جميع المولدات يساوى صفرا بسبب وجود المحولات الموصلة بـ Delta Connection فى جهة المولد. وهذه التوصيلة كما هو معلوم تمنع مرور Zero Sequence Currents.

5) واضح أن المحطة الأقرب للعطل هى التى شاركت نسبة أعلى فى تغذية تيار العطل وهذا شئ متوقع.

6) لا حظ دائما أن التيار المار فى نقطة التأريض لمحول يساوى مجموع التيارات المارة بـ Phases الثلاثة لهذا المحول.

www.drgilany.com



شكل 22: توزيع تيار الـ Phases خلال الأفرع المختلفة.

www.drgilany.com

Contents

المهندس الأهم! 1
دراسة الوقاية 2
النسخة الجديدة من هذا الكتاب (2019) 2
لماذا هذا الكتاب؟ 3
لمن هذا الكتاب؟ 3
لغة الكتاب 3
النسخة الورقية من الكتاب: 4
1-1 **أعطال منظومة القوى** 9
1-1-1 أسباب الأعطال 9
1-1-2 تصنيف الأعطال 9
2-1 **سمات الأعطال** FAULT CHARACTERISTICS 10
1-2-1 قراءة الـ Phasor Diagram 11
2-2-1 تأثير حدوث Open-Circuit 15
3-2-1 تأثير الـ System Grounding على مسار تيار العطل 17
3-1 **مبادئ وأساسيات منظومة الوقاية** 19
1-3-1 وظيفة منظومة الوقاية 19
2-3-1 عناصر منظومة الوقاية 20
3-3-1 مكان عناصر منظومة الوقاية 21
4-3-1 إشارات الأعطال (Relaying Signals) 22
5-3-1 أنواع أجهزة الوقاية وأرقامها القياسية: 25
4-1 **منظومات الوقاية** 27
5-1 **أساسيات القواطع** CIRCUIT BREAKERS 30
1-5-1 أنواع القواطع الكهربية 30
2-5-1 زمن فصل العطل 31
3-5-1 كيفية تأثر إشارات الجهد والتيار أثناء فتح القاطع 32
4-5-1 العلاقة بين جهاز الوقاية والقواطع الكهربية CBs 35
5-5-1 ماذا لو اكتشف الـ Relay العطل وفشل الـ CB فى فتح الدائرة؟ 36
6-1 **مفاهيم أساسية فى منظومة الوقاية** 36
1-6-1 مناطق الحماية Protective Zones 37
2-6-1 الحماية الرئيسية والاحتياطية Main and Backup Protection 38
3-6-1 الوقاية الاتجاهية Directional Protection 38

www.drgilany.com

1-6-4 مثال توضيحي 40
1-7 **متطلبات عامة لأجهزة الوقاية** 41
1-8 **خلفية تاريخية عن أجيال تصنيع أجهزة الوقاية** 45
1-8-1 الجيل الأول Electromagnetic/Electromechanical Relays 46
1-8-2 الجيل الثانى Static Relays 47
1-8-3 الجيل الثالث Digital Relays 48
1-8-4 الجيل الرابع Adaptive Digital Relays 51
1-8-5 الجيل الخامس Multifunction Digital Relays 51
1-8-6 أهم ميزات الوقاية الرقمية 52
2-1 **محولات الجهد** 53
2-1-1 توصيف محولات الجهد 55
2-1-2 درجة الدقة Accuracy Class (أو نسبة الخطأ) 57
2-1-3 توصيل محولات VT 59
2-1-4 استخدام المكثفات فى قياس الجهد 60
مصادر الأخطاء والمشاكل في اختبار هذا النوع من المحولات متعددة ومنها: 66
2-2 **محولات التيار** CT 66
2-2-1 توصيل محولات التيار مع أجهزة الوقاية 69
2-2-2 النظرية الأساسية لمحول التيار 70
2-2-3 تأثير تيار الـ Magnetization في محولات التيار 72
2-2-4 ما المقصود بمصطلح الـ Burden ؟ 72
2-2-5 منحنى المغناطيسية Magnetization curve 76
2-2-6 ما معنى CT Class C / 400V ؟ 78
2-3 **مشكلة التشبع في محولات التيار** 82
2-3-1 مشكلة فتح دائرة الثانوي فى محول التيار 83
2-4 **توصيف محولات التيار** 84
2-4-1 كيف تقرأ المواصفات؟ 88
2-4-2 استخدام CTs فى أجهزة الوقاية و أجهزة القياس 88
2-5 **الاختبارات الأساسية لمحول التيار** 89
2-5-1 اختبار نسب التحويل Ratio Test 90
2-5-2 اختبار القطبية Polarity Test فى محولات التيار 90
2-5-3 اختبار Saturation Test 94

www.drgilany.com

2-5-4 اختبارات الـ Insulation Tests 94
6-2 **التحقق من ملائمة الـ** CT 95
1-3 **العوامل المؤثرة على قيمة تيار العطل** 102
3-1-1 مكان العطل 102
3-1-2 قيمة مقاومة العطل RF 102
3-1-3 قوة مصدر التغذية 104
2-3 **الأنواع المختلفة لأجهزة** OVERCURRENT RELAYS 104
3-2-1 أجهزة Definite Time/ Definite Current 104
3-2-2 أجهزة Inverse OC 106
3-3 **ضبط قيمة الحماية** OC RELAY SETTING 110
3-3-1 اختيار محول التيار المناسب CT 111
3-3-2 مبادئ اختيار الـ Pickup Current 112
3-3-3 خطوات تفصيلية لحساب قيمة الـ Pickup 113
3-3-4 الخطوة الثالثة: اختيار Time Dial Setting , TDS 115
3-3-5 كيف يتم اختيار المنحنى المناسب؟ 116
3-3-6 كيفية ضبط Trip Unit Instantaneous 118
3-3-7 أجهزة الـ Digital Overcurrent Relays 131
3-3-8 ضبط الـ OC Relay فى شبكات النقل 135
3-3-9 التحمل الحرارى للمعدات 138
3-3-10 التعامل مع ظاهرة الـ Cold Inrush 139
4-3 **دراسات التنسيق** COORDINATION STUDY 139
3-4-1 متطلبات عملية التنسيق 140
3-4-2 التنسيق بين فيوز وفيوز 140
3-4-3 استخدام جداول التوافق لتنسيق الفيوزات 142
3-4-4 التنسيق بين الـ CBs المتتالية 146
3-4-5 التنسيق بين قاطع وفيوز 149
3-4-6 تنسيق قيم الضبط فى الدوائر الحلقية Ring Networks 150
5-3 **الوقاية من الأعطال الأرضية** 151
3-5-1 طريقة Residual Connected Earth Fault Relay 152
3-5-2 الطريقة الثانية EF In Neutral Connection 152
3-5-3 الطريقة الثالثة Core Balance EF Protection 153
3-5-4 الطريقة الرابعة Frame Leakage 155

www.drgilany.com

3-5-5 الطريقة الخامسة 156
3-5-6 الطريقة السادسة Residual Voltage Relay 156
3-5-7 ميزات EF Protection 156
3-5-8 ضبط أجهزة الوقاية ضد الأعطال الأرضية 157
3-6 **الأنظمة المختلفة لوضع الـ** PHASE & EF RELAYS 161
3-7 **مشاكل الـ** EARTH FAULT RELAYS **في الشبكات** 163
3-7-1 مشاكل الفصل التعاطفى Sympathetic Trip 164
3-7-2 أسباب ظاهرة الفصل التعاطفى Sympathetic Trip 165
3-8 **الوقاية الاتجاهية** DIRECTIONAL PROTECTION 166
3-8-1 تأثير نوع العطل على اتجاه تيار العطل 168
3-9 **اختبار أجهزة الـ** OVERCURRENT RELAYS 169
3-9-1 متطلبات الاختبار 170
3-9-2 خطوات الاختبار 171
3-9-3 معامل الرجوع Reset Factor 172
3-9-4 نسبة الخطأ 173
4-1 **أساسيات الوقاية المسافية** 174
4-1-1 الفرق بين القيم الحقيقية والقيم التي يحسبها الـ Relay 175
4-1-2 البدائل المتاحة فى وقاية خطوط النقل 176
4-1-3 شرح الـ Impedance Diagram 178
4-1-4 قيم الزوايا بعد حدوث العطل 179
4-1-5 تأثير مقاومة العطل على حسابات الـ Impedance 180
4-1-7 تأثير تغير قوة المصدر (SIR) على قيمة Z_{Relay} 181
4-2 **حساب قيم الـ** IMPEDANCE **فى الأعطال المختلفة** 182
4-2-1 طريقة الـ Symmetrical Component 182
4-2-2 أولا حساب Z_F فى حالات Phase Faults 183
4-4-2 لماذا نستخدم الـ line voltage في أعطال الـ L-L؟ 185
4-4-3 حساب Z_F فى حالات Faults Earth 185
4-4-5 تأثير مقاومة العطل R_F على قيمة Z_F (في حالة Ph-to-Ph) 190
4-4-6 الحسابات باستخدام الـ Modal Transformation 191
4-3 **أنواع أجهزة الوقاية المسافية** 193
4-3-1 النوع الأول: الـ Impedance Relay 193

www.drgilany.com

4-3-2 تأثير مقاومة العطل على الـ Impedance relay 194
4-3-3 تأثير اتجاه العطل على الـ Impedance Relay 195
4-3-4 الـ Reactance Relay 195
4-4 **جهاز الـ** MHO RELAY (ADMITTANCE RELAY) 196
4-4-1 كيف يتم ضبط الـ Setting لجهاز الـ MHO ؟ 197
4-4-2 لماذا سمى هذا الجهاز بـ MHO relay أو Admittance Relay ؟ 198
4-4-3 الـ Polarized MHO Relays 201
4-4-4 الـ Lenz Char. 202
4-4-5 الـ Quadrilateral Relay 204
4-4-6 جهاز الـ Offset MHO Relay 204
4-4-7 استخدام الـ Memory Action 206
4-4-8 مقارنة بين الأنواع الثلاثة 207
4-5-1 حدود المنطقة الأولى Zone-1 211
4-5-2 حدود المنطقة الثانية Zone-2 211
4-5-3 حدود المنطقة الثالثة Zone-3 213
4-5-4 تأثير مشكلة الـ Load Encroachment على Zone-3 213
4-5-5 منطقة الحماية الغير اتجاهية 214
4-6 **مشاكل تواجه الـ** DISTANCE RELAY 214
4-6-1 مشكلة الـ Overreach 214
4-6-2 مشكلة الخطوط المتوازية 215
4-6-3 مشكلة الـ Underreach 215
4-6-4 مشكلة الـ In –Feed 216
4-6-5 معالجة تأثير الـ Infeed على قيم الضبط 217
4-7 **تأثير الـ** POWER SWING 221
4-7-1 المسار الذى تسير عليه قيمة الـ Impedance 222
4-7-2 استخدام الـ Out-of-step Blocking Relay 223
4-7-3 احتمالية حدوث الـ Blackout 224
4-7-4 استخدام الـ Out-of-step Tripping Relay 224
4-8 **طرق البدء** STARTING **عند اكتشاف الأعطال** 226
4-8-1 الطريقة الأولى Overcurrent Starting 226
4-8-2 الطريقة الثانية: Under Voltage Starting 226
4-8-3 الطريقة الثالثة Under Impedance Starting 227

www.drgilany.com

4- 9 **مقدمة عن** PILOT PROTECTION 228
4-9-1 خطوات نقل المعلومات 228
4-9-2 وسائط إرسال المعلومات الـ Communication 229
4-9-3 نظام الـ Power Line Carrier 231
4-10 **استخدام** PILOT SCHEMES **لتسريع الفصل** 233
4-10-1 الطريقة الأولى Extension SchemeZone-1 234
4-10-2 الطريقة الثانية Direct Transfer Trip DTT 235
4-10-3 الطريقة الثالثة Directional Comparison Blocking 236
4-10-4 الطريقة الرابعة Permissive Under-reach Transfer Trip 237
4-10-5 الطريقة الخامسة Permissive Over-reach Transfer Trip 238
4-11 **منظومات الـ** PILOT PROTECTION 239
4- 12 **مثال شامل على ضبط أجهزة الوقاية المسافية** 240
5-1 **أعطال منظومة القوى** 248
5-1-1 أسباب الأعطال 249
5-2 **الوقاية التفاضلية** 252
5-2-1 المبادئ الأساسية للـوقاية التفاضلية 253
5-2-2 المشاكل العملية التى تواجه الوقاية التفاضلية 254
5-2-5 مشاكل الوقاية التفاضلية مع الـمحـولات 256
5-2-3 Biased / Percentage Differential Relay 259
5-2-4 ضبط ميل منطقة التشغيل 261
6-2-6 تعليق على طريقة توصيل محولات التيار 269
5-3 **تيارات الاندفاع فى المحولات** 270
5-3-1 أسباب هذا التيار 270
5-3-2 خطورة هذا التيار 272
5-3-3 طرق تجنب الفصل الخاطئ بسبب تيار الاندفاع 273
5-3-4 تيار الاندفاع التعاطفى Sympathetic Inrush 275
5-4 **وقاية المحولات باستخدام** OVERCURRENT PROTECTION 277
5-4-1 ضبط قيم أجهزة حماية محولات التوزيع (جهد متوسط): 278
5-4-3 الوقاية الأرضية لمنطقة محددة Restricted EF 284
5-5 **التراكم الحرارى داخل الـمحـولات** 287
5-5-2 الوقاية ضد ارتفاع حرارة الزيت Buchholz Relay 288

www.drgilany.com

5-5-3 الوقاية ضد ارتفاع حرارة الملفات 289
6-5 **الوقاية ضد الفيض العالى** OVERFLUX PROTECTION 291
7-5 **الاتجاهات الحديثة لتطوير الوقاية الكهربية للمحولات** 292
8-5 **مخطط الحماية الكاملة** 294
1-6 **منظومات المجال** (EXCITATION SYSTEMS): 297
6-1-1 طرق تغذية الـ (Excitation Systems): 297
2-6 **منظومات التحكم في المولد** 300
6-2-1 التحكم في جهد التوليد 300
6-2-2 التحكم في تردد التوليد 301
3-6 **أنواع الأعطال فى المولد** 302
4-6 **الوقاية الرئيسية فى المولدات** 304
6-4-1 استخدام الوقاية التفاضلية مع المولدات 304
6-4-2 الوقاية من أعطال الـ Phase to phase 308
6-4-3 الوقاية من أعطال الـ Turn to Turn 308
5-6 **استخدام** EF **في وقاية الـ** STATOR 309
6-5-1 طرق اكتشاف الأعطال الأرضية 310
6-5-2 زيادة حساسية EF Relay 311
6-5-3 الوقاية باستخدام Negative Sequence Relays(46) 311
6-6 **الوقاية ضد** LOSS OF EXCITATION 315
6-6-1 دراسة منحنى الـ P-Q Curve 315
6-6-2 خطورة حالة الـ Loss of Excitation 318
6-6-3 كيفية اكتشاف حالة الـ LOE 320
6-6-4 أنواع الـ Schemes for LOE 322
7-6 **استخدام الـ** OC RELAYS **فى وقاية المولدات** 324
8-6 **تأريض المولدات والحمايات المتصلة بها** 328
6-8-1 التأريض خلال محول توزيع 329
6-8-2 مشاكل مقاومة التأريض المرتفعة. 331
6-8-3 استخدام الـ Undervoltage Relay, 27G في دائرة الـ Neutral 332
9-6 **الأعطال القريبة من** NEUTRAL 334
6-9-1 حساب النسبة المحمية من ملفات المولد 336
6-9-2 الحماية الكاملة للـ Stator فى المولدات 338

www.drgilany.com

10-6 **وقاية الـ** ROTOR 339
11-6 **الوقاية الاحتياطية** 341
6-11-1 الوقاية ضد انعكاس اتجاه القدرة Reverse Power 341
6-11-2 الوقاية ضد السرعة العالية Over Speed Protection 342
6-11-3 الوقاية ضد الفيض العالى Over Fluxing, 24 342
12-6 **قراءة المخططات** 343
1-7 **أنواع الـــــــــــــــ** BBS 346
7-1-1 التصنيف حسب نوع العزل 346
7-1-2 التصنيف حسب عدد الأجزاء 347
7-1-3 التصنيف حسب شكل الموصل 348
2-7 **أسباب الأعطال** 349
7-2-1 خطورة Short Circuit على الـ BB 350
3-7 **الأساليب المستخدمة فى وقاية الـ** BBS 350
7-3-1 الطريقة الأولى: الوقاية باستخدام زمن تأخير 351
7-3-2 الطريقة الثانية: Frame Leakage Protection 352
4-7 **الوقاية باستخدام** DIFFERENTIAL PROTECTION: 353
7-4-1 مبادئ الـــ Differential Overcurrent 353
7-4-2 مشاكل استخدام الـ Differential Relay التقليدى 356
7-4-1 أسباب الـ CT Saturation 359
7-4-3 استخدام DCS لعلاج مشكلة CT Saturation 360
7-4-4 استخدام الـ Linear Coupler CT 361
7-4-5 استخدام الـ High Impedance Differential Relay 362
5-7 **مشاكل عملية مهمة** 363
7-5-1 أين نضع الـ CT الخاص بوقاية الـــ BB؟ 363
7-5-2 الوقاية فى حالة Switchable BB 365
6-7 **أفكار أخرى فى وقاية الـــــــــــــــ** BBS 365
أهمية حسابات الـ Short Circuit 368
طريقة Per Unit 370
وخطوات الحل بهذه الطريقة كالآتى: 373
طريقة MVA Method 376
مثال تطبيقى 379

www.drgilany.com

أساسيات الـ SYMMETRICAL COMPONENTS 385
التعبير عن هذه المعادلات باستخدام المصفوفات Matrix 389
قيمة Sequence impedances 393
ما معنى + و – و zero sequence impedance ؟ 394
المولدات المتزامنة Synchronous Generators 394
خطوط النقل 395
المحولات: 395
تأثير طريقة توصيل المحولات على قيم الـ Zero Sequence Impedance 395
توصيل Z_0 الخاصة بالمحـولات 395
حساب قيمة التيارات حسب نوع العطل 397
عطل من النوع 1-L-G 398
عطل من النوع 2-L-G 398
عطل من النوع L-L 399
مثال مفصل 405
مراجع عامة 423

www.drgilany.com

مراجع عامة

1. Westinghouse Electric Corporation, “Applied Protective Relaying”, Relay Instruments Division, USA, 1982.
2. Anderson, P.M., Power System Protection, McGraw Hill, 1999.
3. GEC Alstom T&D, "Protective Relays Application Guide", Third Edition, March, 1995
4. Fitzgerald, A.E., Charles Kingsley. and Umans, S.D., “ Electric Machinery”, McGraw-Hill, 1989.
5. D. Stevenson, "Elements of Power System Analysis", McGraw-Hill , 1982.
6. S.H. Horowitz, A.G. Phadke, “Power System Relaying”, John Wiley & Sons Inc, 1995.
7. A. T. Johns and S. K. Salman , “Digital protection for power systems” , Peter Peregrinus Ltd 1995.
8. M.S. Sachdev (Coordinator), “Developments in microprocessors-based relays and communication”, IEEE Tutorial Course, 1997.
9. M.S. Sachdev (Coordinator), IEEE Tutorial course, "Microprocessor Relays and Protection Systems", 88EH0269-1-PWR,1988.
10. Phadke, A.G. and Thorp, J.S. , "Computer Relaying for Power Systems"; Research Studies Press Ltd., London, 1995
11. Wright, A. and Christopoulos, C. "Electrical Power System Protection" ; Chapman & Hall, London, 1993.
12.
13. Blackburn, J. L., "Protective Relaying: Principles and Applications", Marcel Dekker, Inc.. New York, Basel, Hong Kong, 1987.
14. Warrington, A.R.C. "Protective Relays. Their Theory and Practice", Chapman and Hall, Band 1, London, 1962.
15. Mason C.R.: The Art & Science of Protective Relaying, John Wiley & Sons, Inc. New York, London, Sydney, 1956 (sixth re-edition 1967)

15-المحاكيات الرقمية وآلات التيار المستمر – د. محمد أحمد قرني – دار الكتاب الجامعي – 1988.

www.drgilany.com

16- دراسة القوى الكهربية – د.آسر يحيى إبراهيم، د.إبراهيم محمد – منشأة المعارف – الإسكندرية – 1987.

www.drgilany.com

بأحد المشاركة في المؤلفات الدولية

1- Ahmed Fouad, Mostafa Al-Shahid, M Sayed, Mahmoud Gilany, , Harmonic Resonance Overvoltage due to Main Transformer Energization in Wind Farms, Zafarana, Egypt", Ain Shams Engineering Journal, April, 2019.
2- Ali- Hadi Al-Khlil, Mahmoud Gilany, " AN ADAPTIVE DISTANCE RELAY SCHEME IN STATCOM COMPENSATED TRANSMISSION LINE, Journal of Engineering and Applied Science , Jan., 2019.
3- Hosam Sabra, Doaa K. Ibrahim, Mahmoud Gilany " Field Experience with Sympathetic Tripping in Egyptian Distribution Networks", Developments in Power System Protection, DPSP 2018 Belfast, 12-15 March, 2018.
4- Mohamed Dawood, Doaa Khalil, Mahmoud Gilany, " Restoring Recloser-Fuse Coordination in Radial Distribution Networks with Distributed Generation ", MEPCON'17, Cairo, Egypt, pp. 203-208, 19-21 Dec., 2017.
5- Mohamed A. Gabr, Doaa K. Ibrahimb, Eman S. Ahmed, Mahmoud I. Gilany, "A new impedance-based fault location scheme for overhead unbalanced radial distribution network", Electric Power Systems Research 142 (2017) 153–162.
6- Mahmoud A. Fatah, Doaa K. Ibrahimb, Mahmoud Gilany " A Single-End Fault Location for Multi-TAP-ed Overhead Distribution Systems ", MEPCON'16, Cairo, Egypt, paper No. 235, Dec., 2016.
7- Ahmed A. El-Rahman, Doaa K. Ibrahim, Mahmoud Gilany, " Evaluation of Protective Schemes For Grid- Connected Generator-transformer Units In Egypt ", Proceedings of the 17th International Middle East Power Systems Conference, MEPCON15; Mansoura University, Egypt, December, 15-17, 2015.
8- Ahmed Nasr, Doaa Kahlil, Mahmoud Gilany, “Integrated Fault Zone Discrimination and Fault Location Algorithm for Series FACTS-based Transmission Lines", MEPCON'15, Mansoura, Egypt, pp. 239-245, Dec. 15-17, 2015.
9- Galal Fathi, Mahmoud Sayed, Mahmoud Gilany, " Optimal DG Allocation to Enhancement the Voltage Stability of Distribution Network using Firefly Optimization Technique", 17th International Middle East Power System Conference, MEPCON'15, Mansoura, Egypt, pp. 459-463, Dec. 15-17, 2015.
10- Gilany, A. Alkandari, Bahaa Hassan, "Novel Algorithm for Estimating the Distance of Open-Conductor Faults in HV Transmission Lines“, Journal of

Energy and Power Engineering, Volume 6, No.8, pp 1301-1307, August 2012.

11- Gilany, A. Alkandari, J. Madou " An Accurate Technique for locating Faults by Distance Relays", Journal of Electric Power Systems Research, Volume 33, Pages 477-484, 2011.

12- M. Gilany, N. Zamanan and W. Wahba , "A Wavelet-Based Technique for Distribution Networks", Journal of Energy and Power Engineering, Volume 4, No.10 (Serial No.35), pp. 46-53, October 2010.

13- Wael El-Hasawi, M. Gilany, "Reducing the Short Circuit Levels in Kuwait Transmission Network", Journal of Energy and Power Engineering, Volume 4, No.5 (Serial No.30), pp. 45-51, May 2010.

14- Wael El-Hasawi, M. Gilany, "Proposed Techniques for Identifying Open and Short Circuit Sections in Distribution Networks", WSEAS Transaction on Power Systems, Issue 12, Volume 4, December 2009, pp. 372-381.

15- S. M. Saleh, M. Gilany, E. Aboul-Zahab, E. Tag Eldin, D.K. Ibrahim " Neural Network-Based Technique used For Reducing the CCVT primary signal", Proceeding of the IEEE Power and Energy Society General Meeting PES'09, Calgary, Alberta, Canada 26-30 July 2009.

16- M. Gilany, M.A. Mahmoud, " Unconventional problems in power systems protection", Leading-Edge Electric Power Research , pp. 317-331, 2008.

17- Gilany, A. Alkandari, J. Madou " A New Strategy for Determining Fault Zones in Distance Relays", IEEE Transaction on Power Delivery, Volume: 23, No. 4, pp. 1857-1863, Oct. 2008.

18- Wael El-Hasawi, M. Gilany, "Locating Faults in Kuwait Distribution Networks", CIRED 2008: Smart Grids for Distribution, Frankfurt, 23 - 24 June 2008.

19- K.M. El-Naggar, M.I. Gilany A discrete dynamic filter for detecting and compensating CT saturation, Journal of Electric Power Systems Research, Volume 77, Issues 5-6 , Pages 527-533, April 2007.

20- Allam, D.F.,Alsayed, M.H., Gilany, M., Elnagar, A., " Estimation of the fault location and the voltage error in measurement at the relay point using radial basis ANN", Lecture Notes in Engineering and Computer Science,pp.217, 2007

21- M. Gilany , El-Sayed Tag El Din, M.M.Aziz, D. Khlil, "Traveling Wave-Based Fault Location Scheme for Multi-end Aged Underground Cable system, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 22, No. 1, pp 82-89, Jan. 2007.

22- M. Gilany, M. El-Fahad, S. Saad, "A Proposed Circuit for Controlling the Reactive Power in Electrical Networks", First International Power and

www.drgilany.com

Energy Conference PECon 2006, pp. 522-525, November 28-29, 2006, Putrajaya, Malaysia.

23- M. Gilany, S. Saad, " A Novel Auto-Switching Circuit for Standby Transformers in Kuwait Electrical Networks", 15th International Conference on Power System Protection, Bled, Solvenia, pp. 214-218 , Sept. 6-8, 2006.

24- M. Gilany, Wael Al_Hasawy, K- El-Nagaar, " Field Experience with Kuwait Distribution Networks", 15th International Conference on Power System Protection, Bled, Solvenia, pp. 282-286 , Sept. 6-8, 2006.

25- El-Sayed Tag El Din, M.M.Aziz, D. Khlil, M. Gilany, "Fault Location for Combined overhead line with underground power cable", Journal of Electric Power Systems Research, Vol. 76, pp. 928-935, 2006.

26- A.F. Zobaa, M.I. Gilany, and M.M. Abdel Aziz, "The Impact of Shunt Compensation on Total Harmonic Distortion", International Journal of Power and Energy Systems, pp. 89-96 Vol. 26, No. 1, 2006.

27- M.M. Abdelaziz, S. Tag, D. Khlil, M. Gilany, "A Phasor-Based Double Ended Fault Location Scheme For Aged Power Cable", Journal of Electric Power Components and Systems, volume 34, No. 4, April 2006

28- M. Gilany, "A Logic-based Technique for Backup Protective Relays", Journal of Electric Power Components & Systems, volume 33, No. 12, 2005.

29- M. Gilany, E. Aboul-Zahab, Saber M. Saleh, "Neural Network-Based Technique For Reducing CCVT Errors Under Fault Conditions", 10th International Middle East Power System Conference, MEPCON 2005, Port Said, Egypt, pp. 489-493, Dec. 13-15, 2005.

30- M. Salem , M. Gilany, Z. Osman, E. Aboul-Zahab, "A New Algorithm for current Transformer saturation Detection", The tenth International Middle-East power systems conference "MEPECON, 608-612, , Dec. 13-15, 2005.

31- M. Salem , M. Gilany, Z. Osman, E. Aboul-Zahab, "A New Algorithm for Compensating the Secondary Current During current Transformer saturation", The tenth International Middle-East power systems conference "MEPECON, 427-433, , Dec. 13-15, 2005.

32- M. Eteiba, W. Wahba, M. Gilany, E. Aboul-Zahab, "A Combined ANN and Wavelet transform For Fault Classification in Distribution Networks ", 10th International Middle East Power System Conference, MEPCON 2005, Port Said, Egypt, pp. 447- 455, Dec. 13-15, 2005.

33- M. Gilany , E. Aboul-Zahab, Bahaa Hassan, M. Alhadidy, "A New Method For Enhancement of Distance Relay Performance Against Instantaneous Open-Conductor Conditions", 10th International Middle East Power System

www.drgilany.com

Conference, MEPCON 2005, Port Said, Egypt, pp. 613-618, Dec. 13-15, 2005.

34- M. Gilany, Sayed Saad, "High Impedance Faults in TAP-ed Overhead Double Circuits", GCC Power 2005 Conference, Doha 28 – 30 November 2005.

35- M. Gilany, K. El-Nagar, "A Technique for Improving and Assessment of the Performance of Transmission Lines Backup Protective Relays", GCC CIGRE Regional Conference on Transmission Line Design and Operation, , pp. 143-149, Kuwait, 1-2 Dec. 2004.(Best Paper Award.).

36- M. Gilany, "A New Technique for High Impedance Fault Detection in Parallel Distribution Circuits", 14th International Conference on Power System Protection, Bled, Solvenia, pp. 187-191 , Sept. 29-October 1, 2004.

37- M. Gilany, "A New Expert System Technique for Backup Protective Relays", 14th International Conference on Power System Protection, Bled, Solvenia, pp. 217-221 , Sept. 29-October 1, 2004.

38- Omar Hassan, H. Borsi, E. Gockenbach, E. Aboul-Zahab, M. Gilany, "Detection of Oil-Pressboard Insulation Aging with Dielectric Spectroscopy in Frequency Domain Measurement", 2004 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Indianpolis, USA, 19-22 Sept. 2004.

39- Omar Hassan, A. Shyegani, E. Gockenbach, E. Aboul-Zahab, M. Gilany, "Detection of Oil-Pressboard Insulation Aging with Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain Measurements", 8th IEEE International Conference on Solid Dielectrics, Toulouse, pp. 665-668 France, July 5-9, 2004.

40- M. Gilany, A. Shaltout, "Smart Controller for Economical Operation of PV Battery System", Mansoura 4th International Engineering Conference, 20-22 April, 2004.

41- Hassan, O.,Borsi, H.,Gockenbach, E.,Aboelzahab, E.M., Gilany, M.I.," Diagnostic of insulation condition of oil impregnated paper insulation systems with return voltage measurements", Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Annual Report ,pp.153, 2003.

42- M. Gilany, E. Aboul-Zahab, M. Abd-El-Naiem, "Controlling Reinforced Concrete steal Corrosion Using a Modified Cathodic Protection Technique", The Egyptian Journal For Engineering Science and Technology, Vol. 7, No. 1,pp. 73-82 Jan. 2003.

43- M. Gilany, E. Aboul-Zahab, M. Eteiba, W. Wahba, "A Wavelet Based Technique For Detection and Classification of Transients in Distribution

Networks", 9th International Middle East Power System Conference, MEPCON 2003, Minoufiya, Egypt, pp. 261- 265, Dec. 16-18, 2003.

44- M. Gilany, A. Shaltout, "A PLC-Based Technique for Cost Competitive Solar System", 9th International Middle East Power System Conference, MEPCON 2003, Minoufiya, Egypt, pp. 863-868, Dec. 16-18, 2003.

45- Omar Hassan, H. Borsi, E. Gockenbach, E. Aboul-Zahab, M. Gilany, "Diagnostic of Insulation Condition of Oil Impregnated Paper Insulation Systems with Return Voltage Measurements", 2003 IEEE International Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, NM, USA, pp. 153-156, 19-22 October 2003.

46- M. Gilany, O.P. Malik, A.I. Megahed, "Generator Stator Winding Protection with 100% Enhanced Sensitivity", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Australia, Vol. 24, pp. 167-172, 2002.

47- M. Gilany, E. Aboul-Zahab, M. Abd-El-Naiem, "Microcomputer Based System for Controlling Reinforced Steel Corrosion", Engineering Research Journal, Vol. 25, No. 4, ISSN 1110-1180, Minufiya University, October 2002.

48- M. Gilany, M.M. Abd El-Aziz, D. Khlil, "High Impedance Fault Detection Using A Communication Based Element", 2nd IASTED International Conference on Power and Energy Systems (EuroPES), pp. 661-664, June 25-28, Crete, Greece, 2002.

49- M. Gilany, Z. Osman, H. M. Zein Eldin, M. Salem, "A Multifunction Power Transformer Protection Method", 8th International Middle East Power System Conference, MEPCON 2001, Helwan, Egypt, pp. 79-83, Dec. 29-31, 2001.

50- M. Gilany, Bahaa Saudy , "A New Approach for Estimating Correct Reach of Distance Relay" , Journal of Engineering and Applied Science, Cairo University, Vol.48, No.3 , pp.509-524, June 2001.

51- M. Gilany, Bahaa Hassan, O.P. Malik "The Egyptian Electricity Authority Strategy for Distance Relay Setting " , Journal of Electric Power System Research ,Vol.56, pp. 89-49, 2000.

52- M. Gilany, Rabah Amer, R. Radwan, O.P. Malik , " Field Experience with Settings and Coordination of Protective Devices in a Developed Oil Field Plant", Journal of Electric Machines and Power Systems, No.28, pp 143: 152, 2000.

53- M. Gilany, O.P. Malik, A.I. Megahed, " Generator Stator Winding Protection with Enhanced Sensitivity", Journal of Engineering and Applied Science, Cairo University, Vol. 45, No.6, pp. 1039:1051, Dec. 1998

www.drgilany.com

54- M. Gilany, E. Aboul-Zahab, Bahaa Hassan "Numerical Distance Relay Settings: Problems and Solution", 6th International Middle East Power System Conference, MEPCON 98, Mansoura, Egypt, pp. 303-308, Dec. 15-17, 1998.
55- M. Gilany, A. Adly, R. Radwan, "A Novel Method for Eliminating the Transformer Magnetizing Inrush Current", 4th IEEE International Conference on Electronics and Systems, ICECS'97, pp.425-428, Cairo, Dec. 15-18, 1997.
56- M. Gilany, R. Radwan, "An On-Line Digital Relay Setting Algorithm", 2nd Regional Conference of CIGRE, Cairo, pp. 920-925, Sept. 28-30, 1997.
57- M. Gilany, Ahmed A Mahfouz, E. Aboul-Zahab," 100% Digital Stator Earth Fault Protection for Synchronous Generators", 5th International Middle East Power System Conference, MEPCON'97, Alexandria, Egypt, pp. 520-524, Jan. 4-6, 1997.
58- M. Gilany, E. Aboul-Zahab, M.M. Abdel-Aziz, A. Kasm, "A New Digital Technique for Power Cables Differential Protection", 5th International Middle East Power System Conference, MEPCON'97, Alexandria, Egypt, pp. 525-529, Jan. 4-6, 1997.
59- M. Gilany , "A New Digital Overcurrent Relay for Distribution Systems", Journal of Engineering and Applied Science , Cairo University , Vol. 44, No. 6, pp.1091-1105, Dec.1997.
60- M. Gilany, O.P.Malik, G.S. Hope, "A Laboratory Investigation of a Digital Protection Transmission Lines ", IEEE Trans. On Power Delivery , Vol. 1, No.1, pp.193-198, Jan.1995.
61- M. Gilany, "Fast Detection of Faults in Generator Dead Zone", Al-Azher Engineering 4th international Conference, pp. 45-53, Dec. 16-19, 1995.
62- M. Gilany, "An Adaptive Directional Digital Relay", 1st International Conference on Electrical Energy in Syria, Damascus, pp. 191- 198, Oct. 16-19 1995.
63- M. Gilany, O.P.Malik, G.S. Hope, "A MP-Based Relay for Parallel Transmission Lines ", IEEE WES Canex-93, Saskatoon, Cat No. 93ch33, pp. 362-367, May 17-18, 1993.
64- M. Gilany, O.P.Malik, G.S. Hope, "A MP-Based Relay for Parallel Transmission Lines ", IEEE WES Canex-93, Saskatoon, Cat No. 93ch33, pp. 362-367, May 17-18, 1993.
65- M.A. Abu El-Magd, E. Aboul Zahab, M. Gilany," A New Digital Relaying Technique for Parallel Transmission Lines ", Journal of Engineering and Applied Science ,Cairo University, Vo1. 40, No.1, pp. 153-165, Feb.1993.

www.drgilany.com

66-M. Gilany, O.P. Malik, G.S. Hope, ”A Digital Protection Technique for Parallel Transmission Lines Using a Single Relay at Each End “ , IEEE Trans. On Power Delivery, Vol.7, No.1, pp.118-125, Jan.1992.

صَدَرَ للمؤلف :

- المرجع في التركيبات والتصميمات الكهربية
- هندسة القوى الكهربية
- المرجع في محولات القوى الكهربية

www.drgilany.com